



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

Análisis de los procesos de medición de hidrocarburos en campos offshore en México

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Ricardo Galindo Galicia

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Ángel de María Clavel Mendoza



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL**
(Titulación con trabajo escrito)



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado ANÁLISIS DE LOS PROCESOS DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN CAMPOS OFFSHORE EN MÉXICO que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

RICARDO GALINDO GALICIA
Número de cuenta: 317341911

DEDICATORIA

A mis padres, quienes con su esfuerzo, sacrificio, apoyo y amor incondicional hicieron posible cada paso de este camino. Les dedico este logro como muestra de mi profunda gratitud por brindarme una educación, por creer siempre en mí y por formar la persona que soy.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por concederme la salud, el conocimiento, la fortaleza y la perseverancia necesarias para culminar esta etapa de mi vida. Gracias por acompañarme en cada paso, por guiar mi camino y sobre todo por bendecirme con las personas que has puesto en mi vida.

A mi madre Gloria, que, sin su amor incondicional, su apoyo y sus palabras de aliento no habría sido capaz de llegar hasta aquí. Nunca he conocido a una mujer más fuerte, valiente y resiliente que tú, eres mi mayor ejemplo de perseverancia y rectitud. Te agradezco por todo tu esfuerzo, por hacer hasta lo imposible para estar presente para mí y por darme la fuerza necesaria para nunca rendirme.

A mi padre Raymundo, quien me enseñó el valor del trabajo y del esfuerzo para alcanzar mis metas. Papá, gracias por la confianza que has depositado en mí, por estar ahí para escucharme, aconsejarme ante las adversidades y por enseñarme a ser un hombre de bien. Espero siempre estar a la altura de tus expectativas.

A mi hermano Raymundo, por siempre cuidar de mí y brindarme su apoyo cuando lo he necesitado. Hermano, te agradezco por todas las veces que cuidaste de mí mientras mis padres trabajaban para sacarnos adelante, por siempre estar presente en mi vida y por transmitirme muchos de los valores que hoy guían mi vida.

A mi hermano Rogelio, por todo su cariño y por ser un ejemplo de dedicación. Hermanito, te agradezco por toda la alegría que traes a mi vida, me siento muy orgulloso del hombre en el que te estás convirtiendo, prometo estar siempre para ti para apoyarte en tu propio camino a convertirte en un gran profesionalista.

A mi abuela Rosario, por cuidarme y brindarme su cariño. Espero que donde te encuentres te sientas feliz y orgullosa de ver la persona en la que me he convertido.

A mi abuela Gloria, por todo su amor y por todo su esfuerzo para sacar adelante a la familia.

A mis padrinos Juana y Luis, por estar para mí desde mi nacimiento brindándome su apoyo y cariño. Les agradezco por acompañarme a lo largo de los años, por interesarse siempre por mi bienestar y por brindarme su apoyo en cada etapa de mi crecimiento, haciéndome sentir afortunado de contar con su cariño y confianza.

A mis padrinos Juana y José Luis por guiarme y aconsejarme a lo largo de mi formación personal y profesional. Gracias por cada plática, cada sermón y cada consejo, pues en ellos siempre encontré enseñanzas valiosas que me ayudaron a afrontar los desafíos de la vida con mayor madurez, responsabilidad y determinación.

A mis padrinos Olga y Héctor, por el cariño, la confianza y el interés que siempre han mostrado en cada etapa de mi vida. Les agradezco por estar atentos a mis logros y desafíos, por motivarme a seguir adelante y por brindarme, con su ejemplo, una referencia de los valores y principios que aspiro a cultivar en mi propia vida.

A Alma, por todo su cariño, compañía y apoyo a lo largo de los años. Gracias por estar presente tanto en los momentos de felicidad como en aquellos de mayor dificultad, por escucharme, apoyarme y compartir conmigo una parte importante de este camino. Valoro profundamente las experiencias, enseñanzas y recuerdos que hemos construido, así como la influencia positiva que has tenido en mi vida al motivarme constantemente a crecer como persona y a enfrentar cada desafío con una mejor actitud.

A Bryan, Manuel, Luis, José y Jairo, quienes me han brindado su amistad durante prácticamente una vida. A ustedes les agradezco por siempre estar en los buenos y malos momentos de mi vida, por mostrarme que las grandes amistades no envejecen con el tiempo, sino que se fortalecen con el paso de este hasta convertirse en hermandad.

A Daniela, a quien admiro profundamente por ser un ejemplo de esfuerzo y superación. Gracias por tu compañía, por tus regaños, por tus consejos, por siempre estar para escucharme y por tu cariño propio de una hermana.

A Emmanuel, María Fernanda, Hugo y Michell, por haber hecho de la licenciatura una de las mejores etapas de mi vida. Gracias por su amistad sincera, por su apoyo incondicional y por toda la alegría que le dan a mi vida. Son de las personas más brillantes que tengo el placer de conocer, de quienes siempre puedo aprender algo nuevo, por ello sé que les esperan grandes éxitos en sus vidas. Nunca me cansaré de recordarles que ustedes forman parte de mi familia.

A la UNAM por darme un espacio y herramientas para desarrollarme profesionalmente, siendo prácticamente una segunda casa en la que se me brindaron múltiples oportunidades para cosechar a través de mis profesores y compañeros parte del conocimiento que se ha cultivado en sus aulas.

A mi asesor M.I. Ángel de María Clavel, por transmitirme sus conocimientos y pasión por la metrología, sin su asesoría no habría sido posible realizar este trabajo.

A todos ustedes, gracias por formar parte de mi vida y de este camino. Este logro no es únicamente el resultado de mi esfuerzo, sino también del apoyo, las enseñanzas, la confianza y el cariño que he recibido de cada uno. Espero que estas palabras reflejen, aunque sea en una pequeña medida, la profunda gratitud que siento hacia ustedes.

Contenido

ABSTRACT	1
RESUMEN.....	2
INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS DE LA METROLOGÍA Y SU APLICACIÓN EN LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	5
1.1 Importancia de la metrología.....	5
1.2 Importancia de la metrología aplicada a la medición de hidrocarburos.....	7
CAPÍTULO 2. REGULACIÓN Y GESTIÓN DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS PARA LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	9
2.1 Marco regulatorio para el sector de hidrocarburos.....	10
2.1.1 Ley de Hidrocarburos.....	10
2.1.2 Ley de los Órganos Reguladores coordinados en Materia Energética.....	11
2.1.3 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.	12
2.2 Gestión de los mecanismos de participación en el sector hidrocarburos	18
2.2.1 Tipos de instrumentos para la exploración y extracción: Asignaciones y Contratos.....	19
2.3 Ley del Sector Hidrocarburos	20
CAPÍTULO 3. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS: FUNDAMENTOS, TECNOLOGÍAS Y APLICACIÓN EN CAMPOS COSTA AFUERA EN MÉXICO.....	22
3.1 Principios fundamentales de la medición de flujo	23
3.1.1 Principio de conservación de la masa	23
3.1.2 Ecuación de continuidad	24
3.1.3 Ecuación de Bernoulli	25
3.2 Magnitudes de influencia	28

3.2.1 Presión	29
3.2.2 Temperatura	32
3.2.3 Densidad.....	33
3.3 Tipos de flujo medido	34
3.3.1 Flujo monofásico.....	34
3.3.2 Flujo multifásico	35
3.4 Tipos de medición (operacional, referencia, transferencia y fiscal)	36
3.4.1 Medición Operacional	36
3.4.2 Medición de Referencia	36
3.4.3 Medición de Transferencia.....	37
3.4.4 Medición fiscal.....	37
3.5 Sistemas de medición.....	38
3.5.1 Elemento primario.....	39
3.5.2 Elementos secundarios	40
3.5.3 Elementos terciarios (Computadores de flujo).....	40
3.5.4 Equipos de apoyo	41
3.6 Tecnologías de medición de hidrocarburos.....	43
3.6.1 Clasificación de los medidores de flujo	43
3.6.2 Tipos de medidores utilizados para la medición de hidrocarburos de campos costa afuera	46
3.6.3 Distribución de tecnologías utilizadas en los puntos de medición para campos costa afuera	61
CAPÍTULO 4. PROCESOS DE ACONDICIONAMIENTO.....	69
4.1 Separación	69
4.2 Deshidratación del aceite	73

4.3 Desalación del aceite	74
4.4 Estabilización del aceite	75
4.5 Rectificación del gas	76
4.6 Endulzamiento del gas	77
4.7 Deshidratación del gas	78
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE CASOS REALES: RECORRIDO, PROCESAMIENTO Y MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN CAMPOS PETROLEROS COSTA AFUERA.	80
5.1 Recorrido y medición de hidrocarburos en el campo Maloob	81
5.2 Recorrido y medición de hidrocarburos en los campos Amoca, Miztón y Tecoalli	84
5.3 Recorrido y medición de hidrocarburos en el campo Trión.....	86
5.4 Comparación de las filosofías de producción de los campos analizados	88
CONCLUSIONES	93
RECOMENDACIONES	96
BIBLIOGRAFÍA.....	97
GLOSARIO.....	116
ANEXO: BASE DE DATOS DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN CAMPOS COSTA AFUERA DE MÉXICO	127

Lista de Figuras

Figura 1. Representación del principio de conservación de la masa. Nota. Elaboración propia.	24
Figura 2. Representación de la ecuación de continuidad. Nota. Elaboración propia.	24
Figura 3. Representación de la ecuación de Bernoulli. Elaboración propia.	26
Figura 4. Presión ejercida por las moléculas un fluido sobre el recipiente que lo contiene. Nota. Elaboración propia.	30
Figura 5. Acondicionador de flujo tipo haz de tubos. Nota. Tomado de “Acondicionador de flujo”, por EIPSA, s.f., https://eipsa.es/productos/caudal/acondicionador-de-flujo/	42
Figura 6. Válvula de seguridad de presión. Nota. Tomado de “La válvula de seguridad”, por BESA, s.f., https://www.besa.it/es/pressure-safety-relief-valve.html	42
Figura 7. Filtro tipo canasta. Nota. Tomado de “Basket Strainer”, por Hanke Filter, s.f., https://www.hankefilters.com/products/basket-strainers/basket-strainer.html	43
Figura 8. Clasificación General de los Medidores de Flujo (Redibujado). Nota. Adaptado de “Instrumentación Industrial”, por Creus A., 2010.	44
Figura 9. Medidor de Desplazamiento Positivo. Nota. Tomado de “Manual de Medición de Hidrocarburos. Capítulo 5. Medición Dinámica”, por Ecopetrol, 2008.	47
Figura 10. Medidor tipo turbina. Nota. Tomado de “DIPLOMADO DE METROLOGÍA DE FLUJO. MODULO IV. FUNDAMENTOS DE LA MEDICIÓN DE FLUJO, MAGNITUDES DE INFLUENCIA Y TIPOS DE MEDIDORES”, por Santander Romero, Escoto Serrano & Martínez Laguna, 2010, Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial.....	48
Figura 11. Sistema Básico de un Medidor Ultrasónico (Redibujado). Nota. Adaptado de” Instrumentación Industrial, por Creus A., 2010.	50
Figura 12. Medidores Ultrasónicos de tiempo de tránsito. Nota. Tomado de “Manual de Medición de Hidrocarburos. Capítulo 5. Medición Dinámica”, por Ecopetrol, 2008.....	51
Figura 13. Medidor de Placa de Orificio. Nota. Tomado de” Instrumentación Industrial, por Creus A., 2010.....	52
Figura 14. Esquema Típico de un tubo Venturi, la toma de medida de la presión se realiza en los puntos P1 y P2, siendo semejante a la de la placa de orificio (Redibujado). Nota. Adaptado de “Medición de flujo”, por Dulhoste J., 2014.	54

Figura 15. Diagrama de medidor tipo V-Cone (Redibujado). Nota. Adaptado de “DIPLOMADO DE METROLOGÍA DE FLUJO. MODULO IV. FUNDAMENTOS DE LA MEDICIÓN DE FLUJO, MAGNITUDES DE INFLUENCIA Y TIPOS DE MEDIDORES”, por Santander Romero, Escoto Serrano & Martínez Laguna, 2010, Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial.	55
Figura 16. Representación de la Fuerza Coriolis y la velocidad vertical del flujo en el extremo de entrada del sensor (Redibujado). Nota. Adoptado de “Instrumentación Industrial”, por Creus A., 2010.	57
Figura 17. Tanque Atmosférico de Almacenamiento. Nota. Tomado de “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”, por Emerson, 2017.	60
Figura 18. Distribución de tecnologías de medición de aceite en Asignaciones offshore según el tipo de medición. Nota. Elaboración propia con información obtenido de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.	64
Figura 19. Distribución de tecnologías de medición de aceite en Áreas Contractuales offshore según el tipo de medición. Nota. Elaboración propia con información obtenido de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.	65
Figura 20. Distribución de tecnologías de medición de gas en Asignaciones offshore según el tipo de medición. Nota. Elaboración propia con información obtenido de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.	67
Figura 21. Distribución de tecnologías de medición de gas en Áreas Contractuales offshore según el tipo de medición. Nota. Elaboración propia con información obtenido de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.	68
Figura 22. Partes de un separador horizontal trifásico convencional. Nota. Tomado de “El separador de próxima generación: Un cambio de reglas”, por Simps P., 2010, Oilfield Review (Schlumberger).	72
Figura 23. DIAGRAMA DE UNA UNIDAD ESTABILIZADORA. Nota. Tomado de “APUNTES DE MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN LA SUPERFICIE”, por Gómez Cabrera, Becerril Cárdenas & Flores Sánchez, 1986, Universidad Nacional Autónoma de México.	75
Figura 24. Partes del rectificador. Nota. Tomado de “PROCESO Y MANEJO DE GAS”, por Gómez Oropeza, 2015, Universidad Nacional Autónoma de México.	76

Figura 25. Proceso de endulzamiento con aminas. Nota. Tomado de “PROCESO Y MANEJO DE GAS”, por Gómez Oropeza, 2015, Universidad Nacional Autónoma de México.....	78
Figura 26. Manejo y Medición de Petróleo de la Asignación Única Fase (Redibujado). Nota. Adaptado de “Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. Asignación A-0203-4M-Campo Maloob”, por Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2024, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/942907/II.1_DT_Maloob_2024.pdf	83
Figura 27. Manejo y Medición de Gas de la Asignación, a partir de diciembre de 2024. Nota. Tomado de “Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. Asignación A-0203-4M-Campo Maloob”, por Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2024, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/942907/II.1_DT_Maloob_2024.pdf	83
Figura 28. Puntos de Medición del Área Contractual. Nota. Tomado de “Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. Contrato CNH-R01-L02-A1/2015”, por Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2024, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/915606/II.1_2024.04.24_DT_MPDE.pdf	85
Figura 29. Recorrido de la molécula líquida del Campo Trión. Nota. Tomado de “Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. Contrato CNH-A1-TRION/2016”, por Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/856316/II.1_23082023.Dictamen.PDE.Trion.VF.pdf	87
Figura 30. Recorrido de la molécula gaseosa del Campo Trión. Nota. Tomado de “Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. Contrato CNH-A1-TRION/2016”, por Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023, https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/856316/II.1_23082023.Dictamen.PDE.Trion.VF.pdf	88

Lista de Tablas

Tabla 1. Estándares nacionales e internacionales adoptados por la CNH en los LTMMH. Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, por Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023, https://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5409741	13
Tabla 2. Clasificación de medidores de flujo. Nota. Adaptado de “DIPLOMADO DE METROLOÍA DE FLUJO. MÓDULO IV. FUNDAMENTOS DE LA MEDICIÓN DE FLUJO, MAGNITUDES DE INFLUENCIA Y TIPOS DE MEDIDORES”, por Santander Romero, Escoto Serrano & Martínez Laguna, 2010, Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial.	45
Tabla 3. Medidores utilizados para la medición de aceite en Asignaciones offshore. Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.....	63
Tabla 4. Medidores utilizados para la medición de aceite en Áreas Contractuales offshore. Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.....	65
Tabla 5. Medidores utilizados para la medición de gas en Asignaciones offshore. Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.	66
Tabla 6. Medidores utilizados para la medición de gas en Áreas Contractuales offshore. Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.....	68
Tabla 7. Resumen de los sistemas de medición de aceite en los campos costa afuera analizados. Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.....	91
Tabla 8. Resumen de los sistemas de medición de gas en los campos costa afuera analizados. Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.....	92

ABSTRACT

This thesis analyzes hydrocarbon measurement in offshore Mexico, emphasizing its technical, regulatory, and economic relevance. Hydrocarbon measurement goes beyond technical quantification to become a strategic process that underpins national revenues, operational planning, and legal certainty in custody transfer.

The study is structured into five chapters. The first establishes the metrological foundations based on international standards and Mexican technical guidelines. The second examines the regulatory framework and its evolution with the transition from the 2014 Hydrocarbons Law to the 2025 Hydrocarbons Sector Law. The third discusses the scientific fundamentals of hydrocarbon measurement, the classification of measurement types and the technologies employed in offshore environments. The fourth analyzes fluid conditioning processes (such as separation, dehydration, desalting, stabilization, rectification, and sweetening) and their direct impact on measurement reliability. The fifth chapter presents real-world case studies of offshore fields, using official reports from the National Hydrocarbons Commission, highlighting operational differences between Assignments and Contract Areas.

Methodologically, the research combines documentary review, regulatory analysis, and applied study of technical data. The findings reveal that offshore measurement in Mexico is shaped by the interaction of scientific principles, regulatory frameworks, and strategic technological choices. While traditional devices such as orifice plates remain relevant, advanced technologies like Coriolis and ultrasonic meters are increasingly adopted, though often limited by operational and economic constraints.

The study concludes that hydrocarbon measurement offshore should be understood as a complex technical-regulatory ecosystem. Strengthening this system requires integrating reliable technologies, solid metrological practices, and updated regulatory instruments to ensure accurate, traceable, and transparent measurements that support Mexico's energy security and fiscal stability.

RESUMEN

Este trabajo analiza la medición de hidrocarburos en instalaciones costa afuera de México, destacando su relevancia técnica, regulatoria y económica. La medición trasciende la mera cuantificación para convertirse en un proceso estratégico que sustenta los ingresos nacionales, la planeación operativa y la certeza jurídica en la transferencia de custodia.

La investigación se organiza en cinco capítulos. El primero establece los fundamentos metrológicos con base en estándares internacionales y lineamientos técnicos nacionales. El segundo examina el marco regulatorio y su evolución, en particular, la transición de la Ley de Hidrocarburos de 2014 hacia la Ley del Sector Hidrocarburos de 2025. El tercero aborda la fundamentación científica de la medición de hidrocarburos, la clasificación de los distintos tipos de medición y las tecnologías empleadas en ambientes *offshore*. El cuarto analiza los procesos de acondicionamiento de fluidos (separación, deshidratación, desalación, estabilización, rectificación y endulzamiento) que inciden directamente en la confiabilidad de las mediciones. Finalmente, el quinto capítulo presenta casos reales de campos costa afuera, a partir de información contenida en dictámenes técnicos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, lo que permite identificar diferencias operativas entre Asignaciones y Áreas Contractuales.

Metodológicamente, el estudio combina la revisión documental, el análisis normativo y la aplicación de información técnica. Los resultados muestran que la medición *offshore* en México está determinada por la interacción entre principios científicos, marcos regulatorios y decisiones tecnológicas estratégicas. Si bien persisten dispositivos tradicionales como las placas de orificio, tecnologías avanzadas como los medidores Coriolis y ultrasónicos se han incorporado, aunque con limitaciones operativas y económicas.

El trabajo concluye que la medición de hidrocarburos costa afuera debe entenderse como un ecosistema técnico-regulatorio complejo. Su fortalecimiento requiere integrar tecnologías confiables, prácticas metrológicas sólidas y marcos normativos actualizados, a fin de garantizar mediciones precisas, trazables y transparentes que respalden la seguridad energética y la estabilidad fiscal del país.

INTRODUCCIÓN

La medición de hidrocarburos va más allá de la mera cuantificación de volúmenes para convertirse en un pilar estratégico de la industria petrolera moderna. Su importancia radica en que constituye la base sobre la cual se definen la planeación operativa, la viabilidad económica de los proyectos y la seguridad jurídica de las transacciones entre el Estado y los operadores. Los datos derivados de este proceso, aunque de naturaleza técnica, tienen repercusiones directas en la fiscalización de los ingresos nacionales y en la formulación de políticas energéticas de largo alcance.

En el caso de México, la relevancia del tema se intensifica debido a dos factores centrales: por un lado, la reciente transición del marco legal desde la Ley de Hidrocarburos de 2014 hacia la Ley del Sector Hidrocarburos de 2025, que redefine los paradigmas regulatorios y operativos del sector; por otro, el desafío técnico de operar en ambientes costa afuera cada vez más complejos, donde las condiciones marinas extremas imponen exigencias adicionales a los sistemas de acondicionamiento y medición.

Ante esta doble dimensión, el presente trabajo plantea un análisis integral estructurado en tres ejes. El primero aborda los fundamentos metrológicos y su aplicación a la industria petrolera, con el fin de establecer un marco conceptual claro y alineado con estándares internacionales. El segundo examina críticamente el marco normativo nacional, evaluando cómo las disposiciones técnicas y legales inciden en la operación de los sistemas de medición. Finalmente, el tercer eje se centra en el análisis de casos reales, mediante la revisión de campos productores en las principales cuencas *offshore*, a partir de información contenida en dictámenes técnicos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La metodología adoptada combina revisión documental, análisis normativo y estudio aplicado, permitiendo identificar las tecnologías de medición predominantes, desde medidores tradicionales como los de turbina o placas de orificio, hasta equipos más avanzados como los Coriolis, ultrasónicos y multifásicos, y relacionarlas con los procesos de acondicionamiento que condicionan la exactitud de las mediciones: separación, deshidratación, desalación, endulzamiento, rectificación y estabilización.

El objetivo de esta investigación es analizar los fundamentos metrológicos, el marco regulatorio y la aplicación práctica de los sistemas de medición de hidrocarburos en México, con especial énfasis

en la zona costa afuera. Con ello se busca aportar una visión clara, sistemática y contextualizada que contribuya al fortalecimiento de las prácticas de medición, favorezca la transparencia en la cuantificación de los hidrocarburos producidos y respalde la gestión eficiente de los recursos energéticos nacionales.

CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS DE LA METROLOGÍA Y SU APLICACIÓN EN LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

De acuerdo con el Vocabulario Internacional de Metrología (VIM, 2009), la metrología es la ciencia de las mediciones y sus aplicaciones, esta disciplina sustenta todas las actividades humanas que requieren de una cuantificación. Se estima que la metrología ha estado presente desde los orígenes de la humanidad, desarrollándose en paralelo con la aparición de las primeras sociedades siendo que en sus inicios estaba más ligada al intercambio de bienes y al comercio, sin embargo, poco a poco fue evolucionando a medida que aparecían actividades en las que se requería realizar una cuantificación más certera, por lo que desde hace tiempo ha estado ligada al desarrollo económico, social y tecnológico, proporcionando las herramientas necesarias para medir con precisión propiedades físicas, químicas y biológicas.

En la industria petrolera, la metrología juega un papel crítico. La complejidad, las condiciones extremas y el elevado valor económico de los hidrocarburos extraídos, demandan mediciones altamente precisas y trazables. Estas mediciones impactan directamente en actividades clave como la transferencia de custodia, la fiscalización y la planificación operativa, donde cualquier error puede resultar en pérdidas financieras significativas o disputas legales, por lo que la metrología sirve como uno de sus pilares fundamentales para garantizar la confiabilidad en la producción y comercialización de hidrocarburos.

1.1 Importancia de la metrología

La metrología tiene su origen etimológico del griego *metron* (medida) y *logos* (estudio), refiriéndose al estudio sistemático de la medición, por lo que a grandes rasgos podemos definir a la metrología como la ciencia de las mediciones y sus aplicaciones. Esta ciencia ha estado presente en prácticamente en toda la historia del ser humano, surgiendo en primer instancia para satisfacer su necesidad de cuantificar y medir aquello que le parecía importante, como los alimentos u otros recursos materiales, teniendo así el origen de los primeros patrones de referencia que, por las limitaciones tecnológicas y por practicidad, se basaron en las dimensiones físicas del cuerpo humano como el pie, la braza, el dedo o el palmo (Clavel Mendoza, 2024), no obstante su desarrollo formal

se remonta a 1790 en Francia con la creación del metro patrón, sentando las bases para la adopción del Sistema Métrico Decimal en diversos países, incluido México en 1857 (Novaoil, 2025).

Generalmente se divide en tres áreas principales:

- Metrología científica: orientada a la investigación y desarrollo de nuevos métodos, patrones y sistemas de medición de alta exactitud.
- Metrología industrial: aplicada en la producción, calibración, control de calidad y mantenimiento de equipos en sectores productivos.
- Metrología legal: establece normativas para proteger los intereses de consumidores y garantizar transacciones comerciales justas mediante mediciones confiables (Novaoil, 2025).

La importancia de la integración y desarrollo de la metrología en las actividades humanas es que, en prácticamente todos los procesos de valor económico, técnico o social, no basta con hacer comparaciones subjetivas o cualitativas como “más caliente” o “más pesado”, ya que resultan imprecisas e insuficientes para establecer criterios técnicos, garantizar la seguridad en procesos industriales o sustentar acuerdos comerciales. La metrología permite sustituir estas apreciaciones ambiguas por valores numéricos obtenidos a partir de mediciones y que cuantifican con objetividad las propiedades físicas, químicas o térmicas de los objetos o fenómenos, facilitando su análisis, comparación, control y uso.

De acuerdo con el VIM (2009), medir implica obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a una magnitud, lo que significa que cada medición debe estar basada en métodos reproducibles y trazables, de forma que sus resultados sean comprensibles y verificables por terceros. Esta capacidad de generar resultados consistentes tiene consecuencias prácticas trascendentales, como el permitir que se apliquen estándares de fabricación comunes, se minimicen los rechazos de producto por incumplimiento de especificaciones técnicas y se aumente la eficiencia productiva y la competitividad económica.

Más allá de lo comercial, la metrología también es esencial para resguardar aspectos críticos como la seguridad, la salud y el cuidado ambiental. Desde la dosificación precisa de medicamentos hasta la medición de emisiones contaminantes o la calibración de sensores en aeronaves, la existencia de datos cuantificables y confiables permite tomar decisiones informadas y reducir riesgos, por lo que

no debemos ver a la medición únicamente como una herramienta científica, económica o industrial, sino como algo necesario para el desarrollo ordenado y sostenible de la sociedad contemporánea.

1.2 Importancia de la metrología aplicada a la medición de hidrocarburos

La metrología desempeña un papel muy importante en la industria petrolera, ya que permite llevar a cabo mediciones precisas y confiables a lo largo de toda la cadena de valor de los hidrocarburos, y aunque en este caso nos interesa su aplicación en la medición de los hidrocarburos producidos, es importante señalar que su utilidad en esta industria no se limita a la medición de volumen, masa y caudal, pues también es fundamental para cuantificar otros parámetros como presión, temperatura o la composición de los fluidos producidos, por mencionar algunos (Clavel Mendoza, 2024).

La medición de hidrocarburos no solo tiene implicaciones técnicas, sino también económicas, regulatorias y legales, por ejemplo, la información generada por los sistemas de medición sirve como base para calcular las regalías e impuestos que deben pagarse al Estado, así como para determinar los ingresos que corresponden a cada parte involucrada, pero al mismo tiempo, esta información permite monitorear el desempeño de los procesos de extracción, separación, acondicionamiento y exportación, facilitando su control, ajuste y optimización. En contraste, una aplicación errónea o deficiente de la metrología puede derivar en pérdidas millonarias, conflictos entre operadores y autoridades, sanciones regulatorias, e incluso litigios contractuales.

En el contexto específico de la medición de hidrocarburos, podemos decir que la metrología cumple principalmente con los siguientes objetivos:

1. Conocer el volumen producido por pozos, yacimientos o campos, tanto de forma individual o agrupados en corrientes, esto ayuda a conocer el desempeño de los proyectos.
2. Conocer la cantidad de hidrocarburos transportados desde que salen del pozo hasta que llegan a los puntos de entrega. Lo que sirve como base para realizar Balances para determinar si existen errores, pérdidas o mermas durante su recorrido.
3. Asegurar una transferencia de custodia justa y precisa, es decir, que la entrega y recepción de hidrocarburos entre productores, transportistas y comercializadores se realice con base en volúmenes correctamente medidos.

4. Garantizar el cumplimiento normativo, al responder a los requerimientos establecidos tanto por regulaciones nacionales (como los emitidos por la CNH) como por estándares internacionales ampliamente reconocidos, tales como los publicados por el *American Petroleum Institute* (API MPMS) y el *American Gas Association* (AGA Reports).
5. Contribuir a la eficiencia operativa, permitiendo llevar un control preciso en las instalaciones, así como optimizar el uso de equipos e infraestructura mediante una mejor comprensión del comportamiento de los fluidos.

En suma, la metrología aplicada a los hidrocarburos no es solo una herramienta técnica, sino también un componente estratégico para el correcto funcionamiento del sector petrolero. Su dominio es indispensable para los profesionales que participan en la operación, supervisión y regulación de las actividades del sector, ya que de su correcta implementación dependen gran parte de la transparencia, la rentabilidad y la sostenibilidad de los proyectos energéticos (Novaoil, 2025).

CAPÍTULO 2. REGULACIÓN Y GESTIÓN DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS PARA LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

La medición de hidrocarburos es una actividad compleja que exige no solo precisión técnica, sino también el respaldo de un marco normativo riguroso. En México, el aprovechamiento de los hidrocarburos se encuentra regulado a través de diversas leyes y lineamientos, que buscan garantizar que las actividades realizadas desde la exploración hasta la comercialización de estos recursos sean realizadas en base a las mejores prácticas de la industria y que a su vez se ajusten a las necesidades y estrategias vigentes en la nación, por lo que toman un carácter dinámico que inevitablemente deriva en la creación, modificación o eliminación de diversas leyes según considere la administración en turno.

Con el propósito de exponer cómo las actividades en materia de medición de hidrocarburos realizadas en la industria están sujetas a un marco normativo, en este capítulo se analizará las generalidades del marco regulatorio que rige las actividades de extracción, exploración y aprovechamiento de hidrocarburos, haciendo énfasis en la legislación que rige a la medición de hidrocarburos.

Es importante mencionar que a la fecha en la que se realiza este trabajo la industria energética en México se encuentra en un periodo de transición regulatoria derivada de la publicación del decreto de reforma constitucional en materia de simplificación orgánica (2024) y la publicación de la Ley del Sector Hidrocarburos (2025) en el Diario Oficial de la Federación, por lo que algunos de los textos que se analizarán en este apartado ya no se encuentran en vigor, no obstante, dado que aún nos encontramos en una etapa temprana de la nueva legislación, resulta más conveniente para los propósitos de este trabajo analizar la información disponible y que es resultado de la Reforma Energética del 2014.

Considerando lo anterior, se analizarán instrumentos clave como la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (actualmente derogados) y, principalmente, los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, ahora en tutela de la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía. Estos documentos no solo establecen los parámetros técnicos y operativos, sino que también definen las bases para la gestión contractual y la administración de asignaciones, elementos cruciales para el funcionamiento del

sector en el periodo comprendido entre agosto del 2014 y febrero del 2025. Adicionalmente se realizará un breve análisis a la nueva Ley del Sector Hidrocarburos, ya que si bien aún nos encontramos en una etapa temprana de su implementación no podemos perder de vista que será la base normativa para el desarrollo de la industria petrolera en los próximos años.

2.1 Marco regulatorio para el sector de hidrocarburos

La regulación para la extracción de hidrocarburos en México ha evolucionado significativamente a lo largo de los años, respondiendo tanto a la necesidad de adaptar las normas a las condiciones operativas y tecnológicas emergentes como a cambios impulsados por diversos factores sociopolíticos. Un ejemplo de esto es la Reforma Energética de 2013, evento que marcó una transformación en el sector petrolero en México.

Sin entrar en un análisis profundo sobre dicha reforma, basta con destacar que a raíz de este acontecimiento se establecieron, entre otras disposiciones, la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos. Estas leyes y lineamientos conforman el marco regulatorio que ha moldeado la extracción de hidrocarburos en la última década.

2.1.1 Ley de Hidrocarburos

La Ley de Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, ha constituido el pilar fundamental del marco normativo que regula, entre otras cosas, la exploración, extracción, producción y comercialización de hidrocarburos en México. Esta legislación reafirma que la Nación mantiene la propiedad directa, inalienable e imprescriptible de todos los Hidrocarburos en mantos o yacimientos (independientemente de su estado físico) que se encuentran en el subsuelo del territorio nacional, incluyendo aquellos que se ubican en la plataforma continental, la zona económica exclusiva situada fuera del mar territorial y adyacente, así como en yacimientos transfronterizos (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2024).

Además, la ley establece que el aprovechamiento de estos recursos en lo que respecta a procesos relacionados con la exploración y extracción no estará limitado únicamente a las empresas productivas del Estado, sino que se da apertura al mercado a empresas privadas tanto nacionales como internacionales.

Otro punto fundamental es que se establecen como órganos reguladores autónomos a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), modificando las funciones que tenían previo a la Reforma Energética. Estas instituciones en conjunto con la SENER tienen la función de vigilar el cumplimiento de lo establecido en la Ley de Hidrocarburos a través de distintas herramientas como lo son la emisión de lineamientos que eficientizan la supervisión del sector, permitiendo un mayor control y transparencia en las operaciones.

2.1.2 Ley de los Órganos Reguladores coordinados en Materia Energética

Junto con la Ley de Hidrocarburos, el 11 de agosto de 2014, se expidió la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la cual fue creada con el objetivo de garantizar un marco institucional que fomentara la transparencia, eficiencia y el desarrollo de la industria energética.

Para lograrlo, se establece que la CNH y la CRE contarán con autonomía técnica, operativa y de gestión, permitiendo que estas instituciones actúen con independencia en sus decisiones y regulaciones, lo que es clave para evitar interferencias externas y asegurar que las decisiones tomadas se basen en criterios técnicos y de interés público.

Por un lado, la CNH es la encargada de supervisar y regular las actividades referentes a la exploración y extracción de hidrocarburos realizadas por los contratistas y asignatarios. Para cumplir con sus funciones, la LORCME le otorga facultades para evaluar técnicamente los proyectos, emitir autorizaciones, expedir disposiciones regulatorias, vigilar el cumplimiento de las obligaciones de los operadores petroleros y, en caso de un incumplimiento.

Por su parte, la CRE es responsable de regular y supervisar actividades relacionadas con el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos y energía eléctrica, lo que incluye la emisión de permisos para operar infraestructura energética y la regulación de tarifas y condiciones de acceso a los sistemas de transporte y distribución.

No obstante, aunque los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (ORCME) cuentan con autonomía, la LORCME también establece mecanismos de coordinación entre los ORCME y la SENER, esto es a través del Consejo de Coordinación del Sector Energético, el cual busca asegurar que las acciones y resoluciones tanto de la CNH como de la CRE sean congruentes

con los objetivos estratégicos del gobierno federal, manteniendo así un equilibrio entre la autonomía regulatoria y la política pública.

2.1.3 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Los LTMMH fueron publicados por la CNH el 29 de septiembre de 2015, estos representan una herramienta esencial para regular los procedimientos y estándares a los que, de manera obligatoria, deben alinearse los operadores petroleros en los procesos de medición de hidrocarburos.

De acuerdo con sus primeros artículos, el objetivo de los LTMMH es establecer los recursos humanos, técnicos y normas que deberán cumplir los operadores. Además, determinan la normatividad aplicable a los mecanismos de medición que aseguren que la medición se realice con la máxima precisión en todo el proceso, desde el pozo hasta la integración en los sistemas de transporte y almacenamiento. Para lograr esto, se establecen los requerimientos y criterios que la CNH utilizará para aprobar los mecanismos de medición propuestos por los operadores para ser utilizados en sus actividades de exploración y extracción. De ser aprobados, los mecanismos de medición serán sujetos a actividades de supervisión y auditoría realizadas por la propia Comisión para verificar el cumplimiento de los lineamientos, conforme a lo establecido en el mismo documento (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

Dentro de los lineamientos se define la normatividad en aspectos como la selección, instalación, calibración y mantenimiento de los instrumentos de medición, garantizando así que cada sistema opere dentro de parámetros rigurosos que minimicen errores y reduzcan la incertidumbre asociada a las mediciones hasta alcanzar los valores máximos permitidos. Para ello, se adoptan estándares nacionales e internacionales en materia de medición como los que se pueden observar en la Tabla 1, y que tienen el objetivo de orientar a los operadores en la formulación de la política de medición que mejor se adapte a sus condiciones específicas de operación.

Tabla 1. *Estándares nacionales e internacionales adoptados por la CNH en los LTMMH.*

Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, por Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023, https://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5409741

Normas generales en el diseño e instalación de sistemas, equipos e instrumentos de medida	NMX-CH-140-IMNC y ISO GUM	Guía para la Expresión de Incertidumbre en las Mediciones
	ISO 5168-2006	Medición de flujo de fluidos - Procedimientos para la evaluación de incertidumbres
	OIML R 117-1	Sistemas de medición dinámicos para líquidos distintos del agua
Normas y estándares relacionados a la medición estática de hidrocarburos (en tanques)	API 3.1A	Práctica standard para la Medición Manual en Tanques de Petróleo y productos derivados del petróleo
	API MPMS 2.2A	Medición y calibración de tanques cilíndricos verticales por el método manual utilizando cintas
	API MPMS 2.7	Calibración de tanques de medición
Normas y estándares para la medición dinámica de hidrocarburos líquidos	API MPMS 5.1	Consideraciones Generales para la Medición por medio de Medidores
	ISO 6551	Petróleo Líquido/Gas - fidelidad y seguridad de la medición dinámica
	ISO 2714 y API MPMS 5.2	Medición de Hidrocarburos por medio de medidores de Desplazamiento positivo
	ISO 2715 y API MPMS 5.3	Medición de Hidrocarburos líquidos por medio de medidores de tipo Turbina
	API MPMS 5.6	Medición de Hidrocarburos líquidos por medio de medidores tipo Coriolis
	API MPMS 5.8	Medición de Hidrocarburos líquidos por medidores de flujo ultrasónico utilizando la tecnología de tiempo de tránsito
	ISO 4124	Hidrocarburos líquidos - Medición Dinámica - Control estadístico de los sistemas de medición volumétricos

	GPA 2145-16	Tabla de propiedades físicas para hidrocarburos y otros compuestos de interés para las industrias de gas natural y líquidos de gas natural
Normas y estándares para la medición dinámica de hidrocarburos gaseosos	ISO 15970	Gas Natural - Propiedades de Medición - Propiedades Volumétricas: densidad, temperatura, presión y factor de compresión
	AGA Report No. 3	Medidores de Gas Natural por Placa Orificio
	AGA Report No. 7	Medición de gas Natural con Medidor de Turbina
	AGA Report No.9	Medición de Gas por Medidores Ultrasónicos de múltiples aces
	AGA Report No. 11	Medición de Gas Natural por el medidor Coriolis
	ISO TR 11583	Medición de flujo de gas húmedo mediante dispositivos de presión diferencia insertados en sección transversal circular
	API MPMS 14.5	Cálculo del valor calorífico bruto, densidad relativa, compresibilidad y el contenido teórico de hidrocarburos líquidos para una mezcla de gas natural para transferencia de custodia
Cálculos	API MPMS 12.2.3	Cálculo de cantidades de Petróleo utilizando Métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica Parte 3 - Reporte de Probadores
	API MPMS 12.2.4	Cálculo de cantidades de Petróleo usando Métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica Parte 4 - Cálculo de Volúmenes Base de los probadores por método "Waterdraw"

	API MPMS 12.2.5	Cálculo de cantidades de Petróleo usando Métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica Parte 5 - el volumen base del probador usando el método del medidor maestro
	API MPMS 14.5	Cálculo del Poder Calorífico bruto, densidad relativa, compresibilidad y contenido teórico de hidrocarburos líquidos para mezclas de Gas Natural para transferencia de custodia

Para este punto se puede sobre entender que en los lineamientos se detallan las obligaciones a las que se comprometen los operadores petroleros, sin embargo, para aquellos que no están familiarizados con el lenguaje legal empleado en el documento, la revisión de cada uno de los artículos puede resultar un poco enredada e incluso redúndate, pero para una comprensión general basta con saber que dentro de las responsabilidades de los operadores petroleros se incluye:

Obligaciones de información

- Suministrar a la CNH toda la documentación requerida según los lineamientos, ya sea en formato físico o digital.
- Reportar diariamente los registros sobre volúmenes de hidrocarburos líquidos y gaseosos en los puntos de medición, incluyendo datos sobre la Calidad de hidrocarburos líquidos.
- Proporcionar informes diarios de los volúmenes extraídos sin ajustes, diferenciando entre petróleo, condensado, gas natural y agua, así como el número de pozos operando por campo, justificando cualquier variación significativa.

Reportes mensuales

- Entregar reportes mensuales detallando volumen y Calidad de hidrocarburos en cada punto de medición, incluyendo puntos provisionales en caso de que existan.
- Incorporar en estos informes el equivalente energético del gas natural en MMBTU por componente.
- Especificar la producción individualizada por fluido, considerando también el volumen líquido equivalente de pentanos e hidrocarburos más pesados contenidos en el gas natural.

- Documentar el volumen de fluidos extraídos por cada pozo.
- Elaborar un Balance de hidrocarburos desde el pozo hasta el punto de medición.

Otras obligaciones periódicas

- Ejecutar y registrar mensualmente el aforo de pozos, completando la totalidad de estas mediciones como máximo en un periodo de tres meses.

Políticas de calidad

- Desarrollar e implementar una política de medición alineada con las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria, observando obligatoriamente las normas establecidas en el Anexo 2 de los lineamientos o, alternativamente, las propuestas por el operador y que hayan sido aprobadas previamente por la Comisión.
- Implementar sistemas de gestión y gerencia de medición como metodología para administrar el funcionamiento e interrelación de los mecanismos de medición.

Metodologías técnicas

- Implementar metodologías que consideren tanto el volumen como la Calidad de los hidrocarburos producidos, en concordancia con la viabilidad técnica y económica del plan de desarrollo para la extracción correspondiente.
- Garantizar que los sistemas de medición puedan realizar mediciones de transferencia, operacionales, de referencia y fiscales en el punto de medición, con trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales.

Características de los sistemas

- Asegurar que los instrumentos y patrones de medida sean adecuados para el uso previsto según las características del fluido y las condiciones operativas del proceso.
- Ubicar e identificar apropiadamente todos los sistemas, instrumentos y patrones de medida, documentándolos en la bitácora de registro.
- Mantener calibrados los instrumentos y patrones según las especificaciones del fabricante, el proceso y la normatividad aplicable.
- Proporcionar mantenimiento regular a los instrumentos conforme a las especificaciones técnicas del fabricante y los requerimientos del proceso.

- Verificar regularmente el correcto funcionamiento de los sistemas de medición.

Especificaciones técnicas

- Utilizar sistemas diseñados, contruidos, instalados y operados para evitar errores sistemáticos.
- Asegurar que la capacidad de los sistemas sea permanente para medir el máximo flujo de hidrocarburos.
- Implementar sistemas telemétricos para monitoreo en tiempo real en el punto de medición.
- Garantizar que la incertidumbre expandida de medida no supere el 0.30% para petróleo y condensados, y el 1% para gas natural.

Modalidades de medición

- Realizar la medición de hidrocarburos líquidos de forma estática o dinámica según corresponda.
- Para mediciones estáticas, utilizar tanques medidores o de almacenamiento debidamente instrumentados y calibrados.
- En mediciones dinámicas, emplear uno o varios instrumentos de medida que cumplan con la normatividad aplicable.
- Seleccionar instrumentos de medida apropiados (Placa de Orificio, Coriolis, Turbina, Ultrasónico, entre otros), instalándolos según las especificaciones del fabricante.

Estándares y condiciones de referencia

- Presentar la información de medición conforme a las condiciones de referencia y unidades establecidas en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos:
 - Temperatura: 15.56°C
 - Presión absoluta: 101.325 kPa (1 atm)
 - Volumen de hidrocarburos líquidos: barriles (1 barril=158.99 litros)
 - Volumen de gas natural: millones de pies cúbicos (MMpc)
 - Equivalente energético de gas natural: MMBTU

Gestión del personal

- Garantizar que el personal involucrado en la medición cuente con las habilidades, aptitudes, capacitación y entrenamiento necesarios para sus funciones.

Configuración de los puntos de medición

- El punto de medición puede ubicarse dentro o fuera del Área Contractual o del Área de Asignación (según sea el caso), previa autorización de la Comisión.
- Dos o más operadores pueden compartir un mismo punto de medición cuando sea técnicamente viable.

2.2 Gestión de los mecanismos de participación en el sector hidrocarburos

El modelo de gestión utilizado en el período que duro vigente la legislación derivada de la reforma energética tenía como objetivo la administración eficiente de los títulos que otorgaban derechos para la exploración y extracción de hidrocarburos, para lograrlo, la SENER y la CNH trabajaban de forma complementaria para regular, supervisar y facilitar las actividades del sector. Con estas dos instituciones al frente, el Estado mexicano implementó un nuevo modelo de participación en la industria de hidrocarburos, que permitió la continuidad de Pemex como empresa productiva del Estado, pero además se dio la apertura a la incorporación de empresas privadas a través de procesos de licitación pública.

Los procesos de licitación fueron organizados por la CNH bajo la denominación de “Rondas Petroleras”, estas iniciaron en el año 2015 con la primera licitación de la Ronda Uno (Secretaría de Energía, 2015) y finalizaron con la cancelación de la segunda y tercera licitación de la ronda tres en 2018 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018), es decir que en total se realizaron tres rondas petroleras mediante las cuales se adjudicaron 112 contratos para la exploración y la extracción de hidrocarburos a operadores privados, aunque también se contó con la participación de Pemex en asociación con algunos de estos operadores.

Por su parte, la SENER otorgó a Pemex un conjunto de áreas a través del mecanismo conocido como “Ronda Cero”, en la que la empresa solicitó las áreas de su interés y para las que contaba con la capacidad técnica y financiera para su desarrollo, a estas áreas otorgadas a Pemex se les conoce

como asignaciones. Es así como el 13 de agosto de 2014, la SENER otorgó a Pemex un total de 489 Asignaciones (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016).

2.2.1 Tipos de instrumentos para la exploración y extracción: Asignaciones y Contratos

a) Asignaciones

Las asignaciones son títulos administrativos que la SENER otorga exclusivamente a empresas productivas del Estado, concretamente Pemex, para llevar a cabo actividades de exploración y/o extracción de hidrocarburos en áreas específicas. Su duración, términos y condiciones están definidos en cada título de asignación.

La administración técnica de los títulos de asignación estaba a cargo de la CNH, lo que incluía la evaluación y aprobación de los planes de exploración, desarrollo y transición, así como de los programas de evaluación derivados de nuevos descubrimientos y de los programas de trabajo y presupuesto.

b) Contratos para la exploración y extracción

Los contratos fueron celebrados entre el Estado mexicano, a través de la CNH, y múltiples empresas. Para la obtención de estos contratos se organizaron procesos de licitación pública en el los que se contó con la participación de Pemex y de diversas empresas privadas, tanto de forma individual o como consorcio. Dentro de la legislación vigente en ese momento se tenía contemplado cuatro tipos de contratos:

- Contratos de servicios: El contratista realiza actividades específicas a cambio de una remuneración fija o variable pagada por el Estado mexicano por medio del Fondo Mexicano del Petróleo, en ningún momento el hidrocarburo producido le pertenece ni tampoco tiene derecho sobre las utilidades derivadas de la comercialización de este, además tanto el riesgo operativo como el financiero recaen en el Estado.
- Contratos de utilidad compartida: La empresa contratista asume los costos y riesgos de las actividades, y una vez recuperados, se reparten las utilidades obtenidas con el Estado según un porcentaje previamente definido. El hidrocarburo es propiedad del Estado hasta el punto de venta.

- Contratos de producción compartida: Similar al de utilidad compartida, pero en este caso se reparte directamente la producción física de hidrocarburos entre el Estado y el contratista. El contratista adquiere la propiedad del porcentaje de la producción que le corresponde una vez que cumple con las obligaciones fiscales y de entrega correspondientes.
- Contrato de licencia: Permite que el contratista adquiera la propiedad del hidrocarburo desde el momento que es extraído del subsuelo. El contratista sume los riesgo y costos de la operación y debe pagar contraprestaciones al Estado (cuota contractual para la fase exploratoria, regalías, bono a la firma y un porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos).

Al igual que con las asignaciones, la CNH era la encargada de supervisar la ejecución técnica de estos contratos, incluyendo la aprobación de los planes operativos.

2.3 Ley del Sector Hidrocarburos

La promulgación de la Ley del Sector Hidrocarburos (LSH), publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de marzo de 2025, constituye un parteaguas en el diseño institucional y normativo del sector energético mexicano. Esta nueva legislación redefine las condiciones bajo las cuales se llevan a cabo las actividades de exploración, extracción, procesamiento, transporte y comercialización de hidrocarburos en el país, privilegiando la rectoría del Estado y la consolidación de Pemex como agente central en la gestión de estos recursos.

Al igual que la Ley de Hidrocarburos de 2014, esta nueva ley reafirma que la Nación mantiene la propiedad directa, inalienable e imprescriptible de los hidrocarburos ubicados en el subsuelo nacional, incluyendo la plataforma continental, la zona económica exclusiva y los yacimientos transfronterizos. No obstante, la manera en que el Estado organiza y distribuye las competencias para el aprovechamiento de estos recursos se ha transformado sustancialmente.

Uno de los elementos más relevantes de esta ley es la creación de un nuevo esquema de asignaciones, estructurado en dos modalidades: la **Asignación para Desarrollo Propio**, en la que Pemex realiza directamente las actividades de exploración y extracción; y la **Asignación para Desarrollo Mixto**, que considera la posibilidad de que Pemex se apoye en el sector privado para complementar capacidades técnicas, operativas o financieras, sin transferir derechos sobre la asignación, en otras

palabras, la participación privada queda condicionada a los requerimientos operativos de Pemex, y se limita a esquemas de prestación de servicios o participación asociada bajo su control. Esta fórmula representa un cambio fundamental respecto a la ley anterior, la cual permitía una participación más activa y autónoma de empresas privadas mediante contratos licitados por la CNH que contaban con mecanismos fiscales diversificados.

Adicionalmente, la Ley del Sector Hidrocarburos incorpora el principio de “planeación vinculante”, que obliga a todas las actividades del sector a alinearse con los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y con la política energética determinada por el Ejecutivo Federal, a través de la SENER. Este concepto refuerza el papel central de la SENER en la toma de decisiones estratégicas y operativas del sector hidrocarburos.

Otro elemento destacado es la creación de la Comisión Nacional de Energía (CNE), un nuevo organismo asume las funciones de regulación técnica, económica y de supervisión que anteriormente correspondían a la CNH y a la CRE, unificando en una sola entidad las atribuciones regulatorias del sector energético. Este cambio busca fortalecer la coordinación y planeación integral, aunque también implica un rediseño institucional que requerirá adaptación operativa y normativa por parte de los actores involucrados.

Finalmente, es importante destacar que, de manera excepcional, se podrán otorgar Contratos para la Exploración y Extracción a particulares cuando Pemex declare no tener interés o capacidad para desarrollar determinada área. Sin embargo, incluso en estos casos, es la SENER quien otorga los contratos.

CAPÍTULO 3. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS: FUNDAMENTOS, TECNOLOGÍAS Y APLICACIÓN EN CAMPOS COSTA AFUERA EN MÉXICO.

La medición de hidrocarburos es una actividad estratégica dentro del ciclo de extracción, procesamiento, transporte y comercialización de estos recursos, ya que constituye el punto de partida para determinar con precisión los volúmenes y características de los fluidos extraídos. A partir de esta información se establecen los criterios técnicos, económicos, fiscales y contractuales que impactan directamente en los ingresos del Estado, la rentabilidad de los operadores y las transacciones comerciales.

En el contexto operativo, medir hidrocarburos implica cuantificar las propiedades físicas de los fluidos como volumen, densidad, temperatura y presión mediante el uso de instrumentos y procedimientos estandarizados, con lo cual es posible realizar un control operativo y una planificación logística, así como una trazabilidad metrológica necesaria para validar información que sirve como respaldo legal y financiero durante la transferencia de custodia, el reparto de utilidades, el cálculo de regalías y posibles auditorías técnicas o fiscales.

En zonas costa afuera, la medición de hidrocarburos cobra una dimensión aún más crítica debido a las condiciones ambientales extremas, la complejidad de los sistemas de producción, la alta inversión asociada a la operación de las instalaciones marinas y el acceso limitado a éstas. La fiabilidad de las mediciones realizadas en estos entornos no solo es necesaria para cumplir con la normatividad vigente, sino que también representa una garantía de integridad técnica y económica para los proyectos desarrollados en aguas someras o profundas.

Es importante destacar que la medición de hidrocarburos no se limita a un solo punto en la cadena de valor, sino que puede llevarse a cabo en diversas etapas: en boca de pozo, después de la separación de fases, al ingreso o salida de unidades de procesamiento, en sistemas de almacenamiento, o en puntos de exportación. En cada caso, los requisitos técnicos, el nivel de precisión, las condiciones y el tipo de medición varían dependiendo del contexto operativo y regulatorio.

En este capítulo se abordan los fundamentos esenciales para comprender cómo se mide el flujo de hidrocarburos en fase líquida, gaseosa o como mezclas multifásicas, para lo cual se explican los principios físicos que sustentan la medición y las magnitudes que influyen en ella. También se

explican los distintos tipos de medición reconocidos por la legislación mexicana (operacional, de referencia, de transferencia y fiscal). Finalmente, se analizan los métodos aplicables tanto a la medición dinámica como a la medición estática, incorporando aspectos como la clasificación de los distintos tipos de medidores disponibles y las tecnologías que más se utilizan en cada tipo de medición para la producción de zonas *offshore* en México.

3.1 Principios fundamentales de la medición de flujo

En el contexto de la ingeniería de medición de hidrocarburos, los principios físicos que gobiernan el comportamiento de los fluidos en movimiento son la base para entender y aplicar correctamente los distintos métodos de medición. Tres conceptos fundamentales sustentan gran parte del diseño de la instrumentación y operación de los sistemas de medición, así como el análisis de los resultados que se obtienen, dichos conceptos son: el **principio de conservación de la masa**, la **ecuación de continuidad** y la **ecuación de Bernoulli**. Aunque estos principios se formulan inicialmente para fluidos ideales, en la práctica deben adaptarse a condiciones reales donde intervienen propiedades como la viscosidad, densidad y la compresibilidad.

3.1.1 Principio de conservación de la masa

Uno de los principios fundamentales bajo el cual se sustenta la mecánica de fluidos es que la masa no se crea ni se destruye, solo se transforma (Santander Romero, Escoto Serrano, & Martínez Laguna, 2010). Esto, en términos prácticos y en el contexto de flujo de fluidos, quiere decir que: en un sistema estacionario en el que existe un flujo másico y en ausencia de fuentes internas o depósitos de masa, la masa (m_{ent}) que ingresa al sistema, transcurrido el tiempo (t) que tarda en recorrer el sistema, debe ser igual a la masa (m_{sal}) que sale (ver Figura 1). En términos matemáticos:

$$m_{ent} = m_{sal}$$

Ecuación 1

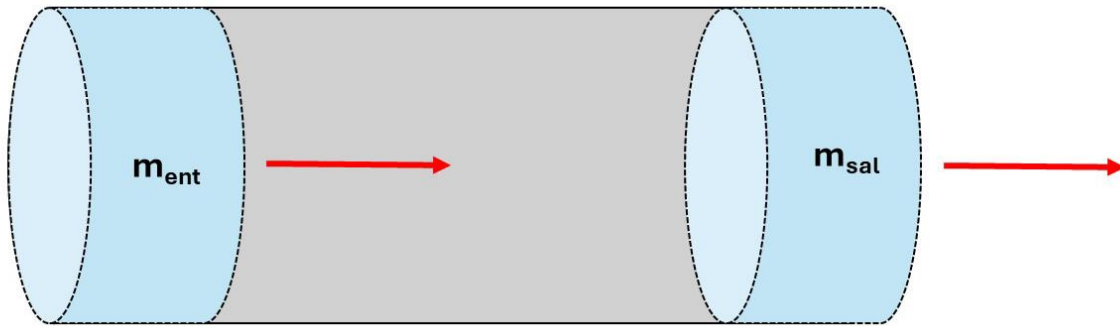


Figura 1. Representación del principio de conservación de la masa.
Nota. Elaboración propia.

3.1.2 Ecuación de continuidad

Esta ecuación deriva del principio de conservación de la masa y describe cómo varía la velocidad de un fluido que fluye a través de dos secciones transversales de una tubería continua con variaciones en su diámetro y que no tiene ramificaciones (ver Figura 2) (Santander Romero, Escoto Serrano, & Martínez Laguna, 2010).

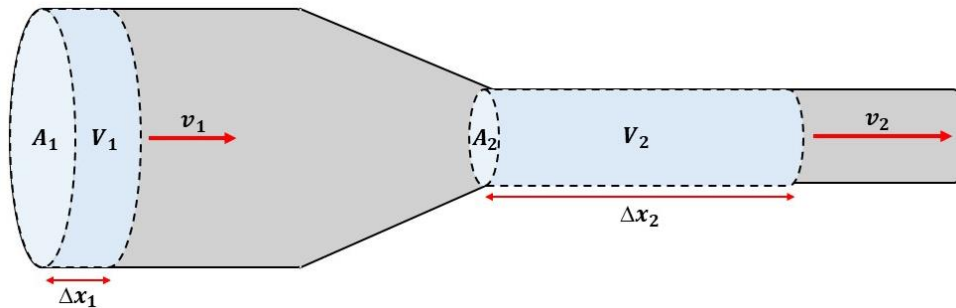


Figura 2. Representación de la ecuación de continuidad.
Nota. Elaboración propia.

Partiendo de $m_1 = m_2$ y tomando en cuenta que $\rho = \frac{m}{V}$, donde m es la masa del fluido, ρ su densidad, V su volumen y los subíndices 1 y 2 indican que los valores son tomados en el primer y segundo punto de medición respectivamente, tenemos que:

$$\rho_1 V_1 = \rho_2 V_2$$

Ecuación 2

Ahora, teniendo en cuenta que el volumen del fluido al estar contenido en una sección de tubería podemos considerarlo como un pequeño cilindro entonces podemos reescribir la ecuación de la siguiente forma:

$$\rho_1 A_1 \Delta x_1 = \rho_2 A_2 \Delta x_2$$

Ecuación 3

Siendo que Δx es la distancia recorrida por el frente del fluido en un instante de tiempo (Δt), y recordando que al tratarse del flujo de un fluido este cuenta con una velocidad que puede ser determinada con la ecuación $v = \frac{d}{\Delta t}$, podemos sustituir estos elementos y obtener la siguiente

expresión:

$$\rho_1 A_1 v_1 \Delta t = \rho_2 A_2 v_2 \Delta t$$

Ecuación 4

Simplificando la ecuación dividiéndola entre Δt y considerando el caso de un fluido incompresible (densidad constante):

$$A_1 v_1 = A_2 v_2$$

Ecuación 5

Este principio implica que, si el área transversal se reduce, la velocidad aumenta proporcionalmente manteniendo así el flujo volumétrico, lo cual es especialmente importante en sistemas que utilizan elementos de restricción como placas de orificio o toberas.

Cuando se considera un fluido compresible, como los gases naturales, debe considerarse además la densidad del fluido, es decir, que se mantienen los términos de densidad en la ecuación.

3.1.3 Ecuación de Bernoulli

La ecuación de Bernoulli describe cómo se distribuyen las distintas formas de energía macroscópica a lo largo de una línea de corriente. Puede derivarse de un balance de energía y trabajo, donde se relacionan los cambios de presión con los cambios de velocidad (Santander Romero, Escoto Serrano, & Martínez Laguna, 2010).

Esta expresión ayuda a describir cómo se transforma la energía a lo largo de una corriente en un ducto cerrado sin fricción, y permite analizar cómo varían la presión la velocidad y la altura del fluido conforme se desplaza a través de diferentes secciones de una tubería. Se puede desarrollar a

partir del análisis energético de un pequeño volumen de fluido que se desplaza a lo largo de una tubería. Imaginemos que este volumen se encuentra dentro de una tubería (ver Figura 3), si el fluido se mueve de la sección 1 a la sección 2, y no existe intercambio de energía con el exterior (ni trabajo, ni calor), entonces toda la energía que tenía el fluido en el punto 1 debe conservarse en el punto 2, pero posiblemente transformada.

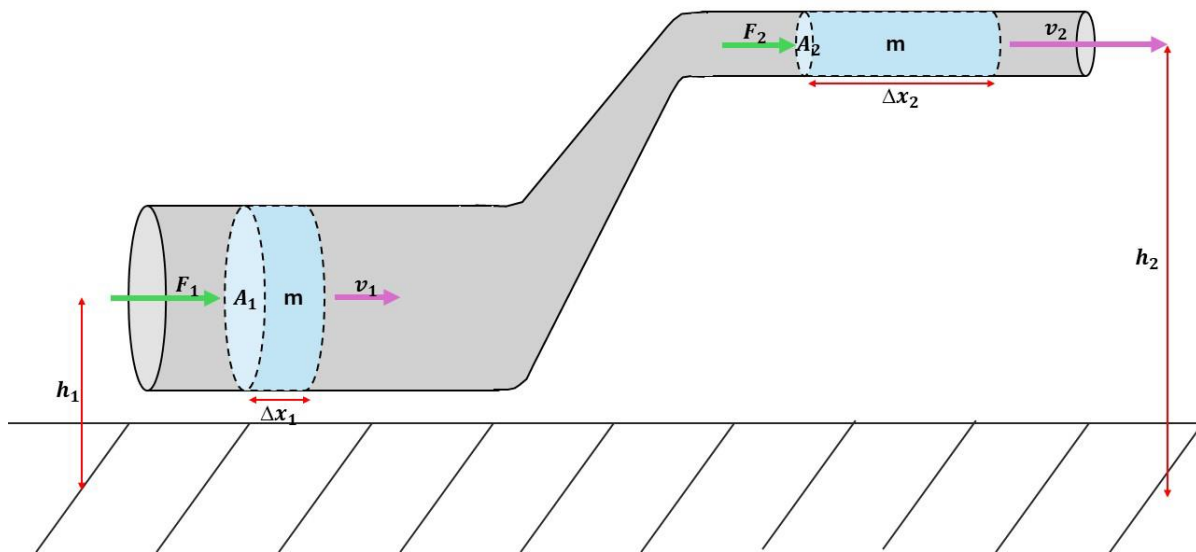


Figura 3. Representación de la ecuación de Bernoulli.
Elaboración propia.

Partiendo de la ecuación de balance de energía:

$$W_{F_1} + Ec_1 + Ep_1^g = W_{F_2} + Ec_2 + Ep_2^g$$

Ecuación 6

Recordando que $W = F\Delta x$ (donde F es la fuerza aplicada al fluido y Δx es la sección del fluido que se analiza), $Ec = \frac{1}{2}mv^2$ (Ec representa la energía cinética del fluido compuesta, m la masa del fluido que es constante por el principio de conservación de la masa y v la velocidad a la que se desplaza el fluido) y $Ep = mgh$ (donde Ep es la energía potencial definida por la masa m , la gravedad g y la altura h a la que se encuentra el fluido), entonces:

$$F_1\Delta x_1 + \frac{1}{2}mv_1^2 + mgh_1 = F_2\Delta x_2 + \frac{1}{2}mv_2^2 + mgh_2$$

Ecuación 7

Si consideramos que se trata de un fluido incompresible (densidad constante) entonces el volumen del fluido se mantiene constante (dado que $V = \frac{m}{\rho}$), por lo que podemos dividir ambos lados de la ecuación entre el volumen del fluido:

$$\frac{F_1\Delta x_1}{V} + \frac{\frac{1}{2}mv_1^2}{V} + \frac{mgh_1}{V} = \frac{F_2\Delta x_2}{V} + \frac{\frac{1}{2}mv_2^2}{V} + \frac{mgh_2}{V}$$

Ecuación 8

Si observamos la Figura 3, podemos notar que la fuerza aplicada al fluido se ejerce sobre su área transversal, lo cual es la definición de presión ($P = \frac{F}{A}$), por lo que podemos reescribir la ecuación de la siguiente forma:

$$\frac{P_1A_1\Delta x_1}{V} + \frac{\frac{1}{2}mv_1^2}{V} + \frac{mgh_1}{V} = \frac{P_2A_2\Delta x_2}{V} + \frac{\frac{1}{2}mv_2^2}{V} + \frac{mgh_2}{V}$$

Ecuación 9

Simplificando la ecuación teniendo en cuenta que $V = A\Delta x$ y que $\rho = \frac{m}{V}$, llegamos a la Ecuación de Bernoulli:

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 + \rho gh_1 = P_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \rho gh_2$$

Ecuación 10

Esta relación implica que si la velocidad del fluido aumenta (por ejemplo, al pasar por una sección angosta), entonces la presión debe disminuir, siempre que la altura no cambie significativamente. Este principio es aprovechado en algunos medidores de flujo que miden las caídas de presión generadas por el estrechamiento del sistema para calcular la velocidad del flujo.

Cabe destacar que esta formulación parte del supuesto de un fluido ideal, es decir, sin viscosidad ni turbulencias, en la práctica, la presencia de la viscosidad provoca pérdidas por fricción a lo largo del trayecto del fluido, lo cual se traduce en una pérdida de presión que debe corregirse mediante un término adicional de pérdidas o a través de coeficientes de descarga obtenidos experimentalmente.

Además, como consecuencia de la viscosidad, el fluido no se desplaza a una velocidad uniforme en toda la sección del conducto, en cambio, se desarrolla un perfil de velocidad, donde el fluido se mueve más rápido en el centro de la tubería y más lento cerca de las paredes, este efecto debe considerarse en el diseño e instalación de medidores para evitar errores sistemáticos.

Por último, la densidad del fluido suele considerarse constante al aplicar esta ecuación en líquidos y sin variaciones significativas en la temperatura, pero en sistemas donde el fluido es compresible y se presentan cambios significativos de presión, es necesario utilizar versiones más completas que incluyan la variación de densidad o utilizar herramientas complementarias como las ecuaciones de estado.

3.2 Magnitudes de influencia

La medición de hidrocarburos es un proceso complejo que requiere considerar no solo el principio físico de funcionamiento del medidor, sino también las condiciones del producto y del proceso, ya que pueden alterar significativamente los resultados obtenidos si no se controlan o corrigen adecuadamente. A estas condiciones se les denomina magnitudes de influencia, y se definen como aquellas variables que, sin ser el objeto directo de la medición, afectan la relación entre el valor medido por el instrumento y el valor real del mesurando (VIM, 2009).

Es por ello por lo que antes de instalar y operar un medidor de flujo, es indispensable evaluar un conjunto de características del fluido o fluidos a medir, tales como los rangos de viscosidad, densidades, contenido de agua y sedimentos, la presencia de aire o gas libre, así como componentes que pueden alterar el comportamiento del flujo, como parafinas, asfáltenos o contaminantes. De igual manera, deben considerarse las condiciones propias del proceso: rango de flujo (instantáneo), rango de temperatura, rango de presión, caída de presión, condiciones de instalación y tipo de aplicación (Clavel Mendoza, 2024).

Entre todas estas características, destacan tres magnitudes por su impacto directo en los fundamentos físicos de la medición del flujo: la presión, la temperatura y la densidad. Su importancia radica en que intervienen en los principios fundamentales de la medición de flujo (la ecuación de Bernoulli, la ecuación de continuidad y el principio de conservación de masa), donde la velocidad del fluido está relacionada con la densidad, la cual, a su vez, es fuertemente influenciada por la temperatura y

la presión. Así, una variación en cualquiera de estas tres magnitudes puede alterar la energía del sistema, modificar el perfil de velocidades o distorsionar el volumen medido.

En condiciones ideales, la relación entre presión, velocidad, altura y densidad permite calcular caudales o volúmenes de forma precisa. Sin embargo, en la realidad, estas magnitudes varían dinámicamente: la presión puede disminuir a lo largo de una línea por fricción; la temperatura puede cambiar debido a la exposición ambiental o a procesos térmicos; y la densidad del fluido varía en función de ambas. Aunque la ecuación se sigue cumpliendo, si no se conoce con precisión el valor de estas variables en el punto de medición, el resultado obtenido será incorrecto o incompleto.

Para mitigar este efecto, los sistemas de medición incorporan sensores que monitorean estas variables en tiempo real (Novaoil, 2025):

- Transmisores de presión, que alimentan los cálculos de corrección por compresibilidad o CPL (*Correction for Pressure of Liquid*).
- Sensores de temperatura, que permiten ajustar el volumen a condiciones de referencia mediante el factor CTL (*Correction for Temperature of Liquid*).
- Densímetros en línea o ecuaciones de estado, que proporcionan el valor actualizado de la densidad, esencial para convertir entre flujo másico y volumétrico.

Todos estos datos se integran en un computador de flujo o elemento terciario, el cual realiza los ajustes numéricos necesarios para asegurar que el volumen reportado refleje el comportamiento real del fluido bajo condiciones de referencia.

Las magnitudes de influencia inciden en el valor medido y, por lo tanto, también en la incertidumbre asociada a la medición. En el proceso de estimación de incertidumbre, deben identificarse y cuantificarse los posibles efectos de estas variables, ya que ignorar su efecto puede llevar a sobreestimar la exactitud del sistema o generar decisiones incorrectas sobre el desempeño del medidor.

3.2.1 Presión

Como se mencionó previamente, la presión es una de las magnitudes más relevantes en la medición de hidrocarburos, ya que afecta directamente a la densidad, el estado de segregación de las fases y al comportamiento dinámico del fluido. La presión es definida como una fuerza que se ejerce sobre

una determinada área, en el contexto de los fluidos, la presión es generalmente el resultado de que las moléculas, contenidas, dentro de un gas o un líquido, impactan sobre las paredes que lo contienen (Figura 4). Su magnitud depende sobre la fuerza de impacto sobre un área definida, dicha fuerza puede ser aplicada en un punto específico de una superficie o distribuirse sobre ésta, en cualquier caso, cuando se ejerce se pueden producir deflexiones, distorsiones o cambios en de volumen o dimensión, dependiendo del cuerpo al que se le aplique (Santander Romero, Escoto Serrano, & Martínez Laguna, 2010).

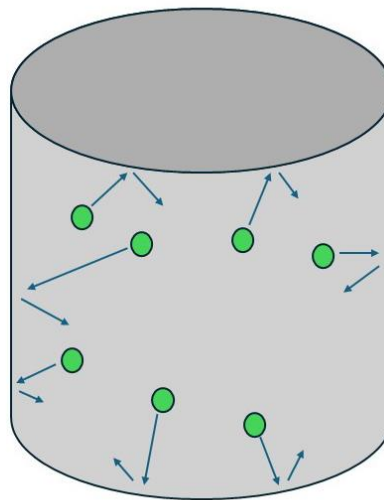


Figura 4. *Presión ejercida por las moléculas un fluido sobre el recipiente que lo contiene.*
Nota. Elaboración propia.

La relación entre presión P, fuerza F y área A, está dada por:

$$p = \frac{F}{A}$$

Ecuación 11

En cuanto a las unidades, la presión puede expresarse en el Sistema Internacional como pascal (Pa), aunque en la industria petrolera es más común utilizar unidades derivadas como bar, kg/cm² o psi (libras por pulgada cuadrada).

En los sistemas de medición, la presión puede cambiar por múltiples razones: pérdida de carga en una tubería, compresibilidad del fluido, efectos térmicos, cavitación, presencia de válvulas de

control, entre otros. En el caso de los gases, estas variaciones impactan de manera significativa la densidad, lo que a su vez modifica el volumen ocupado por una misma cantidad de masa.

Desde el punto de vista de los principios de medición de flujo, la presión aparece explícitamente en la ecuación de Bernoulli, donde representa una de las formas de energía del sistema. Cualquier cambio en esta magnitud puede alterar el equilibrio de energía e influir en la velocidad y comportamiento del flujo. Además, al formar parte de la ecuación de estado de los gases, también interviene de forma indirecta en la estimación de la densidad cuando esta no se mide directamente.

La presión también juega un papel determinante en el estado de fase del hidrocarburo. En fluidos compuestos por mezclas de hidrocarburos livianos, como el gas húmedo o el aceite volátil, pequeños cambios en la presión pueden llevar al sistema a cruzar los límites del punto de rocío o del punto de burbuja, provocando la condensación o vaporización parcial del fluido.

Este fenómeno es particularmente importante en los sistemas de producción y medición *offshore*, donde las variaciones de presión a lo largo de líneas submarinas o en equipos de separación pueden inducir cambios de fase no deseados, como la liberación de gases disueltos en aceite. Tales transiciones pueden alterar drásticamente las condiciones de flujo o generar errores de medición, por ello, conocer y anticipar el comportamiento de fase del fluido no solo mejora la selección de los equipos de medición, sino que también contribuye a la reducción de incertidumbre y la seguridad operativa.

Para el registro de presiones se utilizan diversos instrumentos, cuya elección depende del nivel de precisión y del tipo de fluido a medir. Entre los más comunes se encuentran: manómetros de tubo en U, apropiados para aplicaciones simples o de laboratorio; manómetros de Bourdon, de uso general en instalaciones industriales; manómetros diferenciales, utilizados en sistemas que emplean elementos primarios como placas de orificio o tubos Venturi; y los transmisores electrónicos de presión, integrados a computadores de flujo, capaces de registrar presiones absolutas o relativas en tiempo real.

El valor medido de presión se incorpora en los algoritmos de corrección de los computadores de flujo, principalmente a través del factor de Corrección de Presión sobre Líquido (CPL), el cual permite ajustar el volumen observado de fluido a una condición estándar de referencia, eliminando el efecto de compresibilidad.

3.2.2 Temperatura

La temperatura es una magnitud física que representa el nivel de agitación térmica de las moléculas de un cuerpo o sustancia, es decir, su valor depende de la energía cinética medida del movimiento de traslación de las moléculas (Santander Romero, Escoto Serrano, & Martínez Laguna, 2010). Su influencia en la medición de hidrocarburos es crítica, ya que afecta características de los fluidos como su densidad, viscosidad y estado de fase.

En líquidos, un aumento de temperatura provoca una expansión del volumen, lo que implica una disminución de la densidad y esta variación puede distorsionar el volumen medido si no se compensa adecuadamente. En gases, la temperatura también afecta la densidad, pero de forma aún más sensible, ya que las moléculas se separan más a medida que se incrementa la energía térmica, haciendo que el gas ocupe un volumen mayor.

Los valores de temperatura se expresan habitualmente en grados Celsius ($^{\circ}\text{C}$), aunque también pueden utilizarse grados Fahrenheit ($^{\circ}\text{F}$), especialmente en países con normativa anglosajona. Para la medición de esta magnitud existen diversos instrumentos, pero en los procesos de la industria petrolera los que más encontramos son: termómetros bimetálicos, termómetros de resistencia (RTD por sus siglas en inglés) y los termómetros de lectura directa (Santander Romero, Escoto Serrano, & Martínez Laguna, 2010). En aplicaciones industriales automatizadas, la temperatura medida se introduce en el computador de flujo, que aplica el factor de Corrección por Temperatura del Líquido (CTL) para ajustar el volumen de fluido a condiciones base. Esta corrección es esencial para garantizar comparabilidad entre mediciones realizadas en momentos o ubicaciones diferentes.

Además de su efecto sobre la densidad, la temperatura puede modificar otras características del fluido, como la viscosidad. Un aumento de temperatura reduce la viscosidad de los líquidos, lo que favorece su flujo, pero también puede alterar el régimen del flujo y la respuesta del instrumento de medición si no se corrige adecuadamente.

Por otro lado, al igual que la presión, la temperatura desempeña un papel clave en el comportamiento de fase de los hidrocarburos. En mezclas complejas, como condensados o gas húmedo, una elevación de la temperatura puede hacer que parte del líquido se vaporice, desplazando el sistema hacia el punto de burbuja.

Este cambio de fase puede alterar de forma significativa el tipo de flujo que se presenta en el sistema, y con ello, el principio de medición aplicable. Por ejemplo, un sistema diseñado para medir líquido podría volverse impreciso si parte del hidrocarburo se vaporiza en la línea. Generando cavitación o errores por presencia de gas. Por esta razón, en sistemas que operan cerca de los límites de fase, es indispensable monitorear la temperatura en tiempo real y diseñar la instalación considerando márgenes de seguridad térmica.

3.2.3 Densidad

La densidad es una propiedad fundamental para caracterizar un fluido, es una magnitud derivada que establece cuánta masa está contenida en un determinado volumen (Ecuación 1), su unidad es $\frac{kg}{m^3}$. Esta relación entre masa y volumen es crucial al momento de convertir entre caudales másicos y volumétricos, o de comparar volúmenes medidos en distintas condiciones operativas.

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Ecuación 12

En la práctica, la densidad de un hidrocarburo rara vez se mantiene constante. Factores como la presión, la temperatura o la composición influyen directamente en su valor, por lo que, en la venta de hidrocarburos, es de gran importancia realizar las correcciones pertinentes a las cantidades que se transfieren o para fines de determinar la Calidad del producto (Santander Romero, Escoto Serrano, & Martínez Laguna, 2010). Si la densidad se sobrestima o subestima, el volumen calculado puede desviarse considerablemente del valor real, sobre todo en condiciones alejadas de los estándares de referencia.

Existen distintas formas de obtener este parámetro, algunos sistemas lo miden directamente, utilizando densímetros instalados en la línea flujo. Otros lo infieren a partir de las propiedades del fluido, utilizando ecuaciones de estado, por ejemplo, en el caso de los gases, es común emplear la Ley de los Gases Ideales, aunque en contextos más exigentes se recurre a modelos más completos que incorporan el factor de compresibilidad.

Desde el punto de vista de la medición, la densidad actúa como un puente entre las condiciones del proceso (presión y temperatura) y el resultado que se obtiene (volumen o masa). Es una variable que aparece de forma explícita en ecuaciones como la de continuidad y Bernoulli, pero también de forma

implícita en los algoritmos de corrección volumétrica. Por esta razón, cualquier error en su estimación se refleja directamente en el valor medido.

En la industria petrolera, la densidad relativa de los líquidos hidrocarburos suele expresarse en grados API y que es un valor referido a la densidad de un fluido patrón, normalmente la densidad del agua, a cierta temperatura. Entonces, los grados API son una medida de cuánto pesa un aceite en relación con el agua. Si dicho producto es más liviano que el agua y flota sobre el agua, su grado API es mayor de 10, mientras que los productos que tienen un grado API menor que 10 son más pesados que el agua y se asientan en el fondo (Santander Romero, Escoto Serrano, & Martínez Laguna, 2010). Un petróleo más liviano (mayor API) suele tener mayor valor económico por su mayor rendimiento en productos refinados.

Los grados API se determinan a una temperatura de referencia de 60°F (60/60°F), y son un parámetro inversamente proporcional a la gravedad específica del crudo, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = \left(\frac{141.5}{\rho_{rel}@ \left(\frac{60}{60^{\circ}F} \right)} \right) - 131.5$$

Ecuación 13

3.3 Tipos de flujo medido

El comportamiento del flujo en un sistema de producción o transporte de hidrocarburos no es un aspecto menor; por el contrario, condiciona el diseño de los procesos de tratamiento, las líneas de transporte, los equipos de superficie e incluso los sistemas de medición. En términos generales, el flujo de hidrocarburos puede presentarse en dos formas principales: como flujo monofásico, en el que el fluido permanece completamente en una sola fase (líquida o gaseosa); o como flujo multifásico, en el que coexisten simultáneamente la fase líquida (compuesta por aceite y agua) y la fase gaseosa de los fluidos producidos.

3.3.1 Flujo monofásico

Como se mencionó previamente, un flujo monofásico es aquel en el que el fluido circula completamente en una sola fase, ya sea líquida o gaseosa. Este tipo de flujo es más sencillo de

caracterizar, modelar y medir, por lo que **se considera el más adecuado para aplicaciones de medición fiscal y de transferencia de custodia**, ya que permite obtener mediciones más precisas y con menor incertidumbre. Además, la mayoría de los medidores están diseñados para operar bajo condiciones monofásicas, donde propiedades como la densidad y la viscosidad del fluido se mantienen relativamente estables dentro del rango operativo.

Para asegurar la obtención de flujos monofásicos, los fluidos producidos atraviesan procesos de separación y estabilización distribuidos a lo largo del trayecto desde la cabeza del pozo hasta su entrega en puntos de medición fiscal. Aun así, el diseño de las líneas de flujo debe tomar en cuenta las condiciones de operación para evitar cambios de fase no deseados provocados por caídas de presión o variaciones de temperatura.

3.3.2 Flujo multifásico

El flujo multifásico, como su nombre lo indica, se presenta cuando coexisten simultáneamente más de una fase en un mismo punto del sistema. En la industria petrolera, es frecuente que el flujo generado en los yacimientos contenga múltiples fases compuestas por aceite, agua y gas, con excepción de algunos yacimientos de gas seco o gas disuelto en donde se puede obtener una sola fase con mayor facilidad.

Como se explicó en el apartado anterior, en la mayoría de los casos se opta por realizar una primera separación antes de cualquier intento de medición operacional o de referencia. No obstante, existen condiciones en las que se prefiere mantener el flujo multifásico y medirlo directamente, ya sea por limitaciones de espacio en las instalaciones de producción donde no es factible instalar trenes de separación convencionales (lo que ocurre principalmente en instalaciones marinas) o por conveniencia operativa. En estos casos se recurre al uso de medidores multifásicos, diseñados para operar en presencia de mezclas complejas.

A pesar de sus ventajas operativas, el uso de estos dispositivos se limita principalmente a fines operacionales, debido a que presentan niveles de incertidumbre superiores a los permitidos para transacciones comerciales, así como los permitidos por los LTMMH y los estándares internacionales para mediciones fiscales y de transferencia.

3.4 Tipos de medición (operacional, referencia, transferencia y fiscal)

En el marco regulatorio mexicano se establece una clasificación para los distintos tipos de medición que se realizan a lo largo de la cadena de valor de los hidrocarburos. Esta clasificación tiene implicaciones no solo administrativas, sino también técnicas y operativas, ya que determina el nivel de exigencia en cuanto a exactitud, control de condiciones del proceso, ubicación de los equipos de medición y naturaleza de los fluidos involucrados.

Los tipos de medición reconocidos son: medición operacional, medición de referencia, medición de transferencia y medición fiscal. Si bien en el primer capítulo fueron presentadas las definiciones formales de cada uno de estos tipos de medición, vale la pena volver a revisarlas complementándolas con un enfoque técnico.

3.4.1 Medición Operacional

La medición operacional es aquella que se realiza con fines internos del operador, orientada al monitoreo de variables del proceso, control de su producción, optimización de instalaciones o evaluación del desempeño de pozos y equipos. Se utiliza en múltiples puntos del sistema, desde la cabeza del pozo hasta unidades de tratamiento, y puede incluir mediciones multifásicas o en condiciones no estabilizadas.

Dado su carácter interno, los requerimientos en términos de exactitud e incertidumbre son menos exigentes. Como se adelantó en el apartado anterior, la tecnología de medición multifásica puede emplearse en este tipo de mediciones en zonas *offshore* en México, aprovechando su instalación compacta y su capacidad para operar sin una previa separación de fases. Estas mediciones permiten al operador tomar decisiones en tiempo real, aun cuando no se utilicen para fines comerciales o regulatorios.

3.4.2 Medición de Referencia

La medición de referencia tiene como propósito validar, verificar o respaldar otras mediciones dentro del sistema. Funciona como un punto de comparación y control, y en algunos casos, como

medida redundante ante posibles fallas en la medición principal Puede instalarse antes o después de una unidad de medición de transferencia o fiscal.

Desde el punto de vista técnico, la medición de referencia debe mantener condiciones controladas y contar con equipos calibrados, pero no está sujeta a los mismos requerimientos formales que la medición fiscal. En la práctica, también puede utilizarse para comparar el desempeño de dos trenes de separación, validar el balance de masa dentro de un sistema de producción y ser enlace informativo y de comparación entre los sistemas de medición operacionales y los sistemas de medición de transferencia o fiscales

3.4.3 Medición de Transferencia

Este tipo de medición se realiza cuando hay un cambio en la propiedad del hidrocarburo entre dos entidades reguladas o entre un regulado y un tercero. Es utilizada en acuerdos de compraventa, cesión de custodia, o transferencia entre instalaciones distintas (por ejemplo, de un centro de proceso a una planta de almacenamiento o transporte). Por esta razón, la exactitud de la medición de transferencia debe cumplir con requerimientos específicos.

Los sistemas de medición de transferencia deben mantener condiciones monofásicas, operar con equipos calibrados y documentar sus procedimientos conforme a estándares internacionales. Aunque no se especifica un límite único de incertidumbre, se espera que los sistemas se alineen con referencias como el API MPMS, que recomienda incertidumbres del orden de $\pm 0.25\%$ a $\pm 0.35\%$ para aceites y condensados, y hasta $\pm 1.0\%$ para gases.

3.4.4 Medición fiscal

La medición fiscal representa el punto final de contabilización en el sistema, ya que determina los volúmenes y composiciones de hidrocarburos que se reportan oficialmente ante las autoridades regulatorias para efectos fiscales, contractuales y de control del Estado sobre los recursos nacionales.

Debido a su impacto legal y económico, la medición fiscal debe cumplir con los requisitos más estrictos en cuanto a trazabilidad, exactitud, control metrológico y documentación. Los fluidos deben encontrarse en estado monofásico, y los sistemas de medición deben estar certificados y sujetos a vigilancia metrológica. El nivel de incertidumbre de medida en la cuantificación del

volumen de gas natural no puede ser mayor a 1%, mientras que para el aceite el máximo permitido es de 0.30% (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

En México destacan cuatro puntos de medición fiscal de aceite y cuatro puntos de medición fiscal de gas que reciben hidrocarburos provenientes de los 69 campos productores costa afuera:

- Centro Comercializador de Crudo Palomas (CCC Palomas), concentra aceite proveniente de aproximadamente de 52 campos.
- Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB), recibe aceite de alrededor de 50 campos.
- Terminal Marítima Cayo Arcas, donde se mide petróleo de 21 campos.
- FPSO Yúum K'ak'náab, recibe la producción de 19 campos.

Mientras que para el gas los cuatro principales puntos de medición fiscal son:

- Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex, que recibe gas de 46 campos.
- Centro Procesador de Gas Cactus, recibe gas de 34 campos.
- Centro Procesador de Gas Ciudad Pemex, concentra gas de 32 campos.
- Centro de Distribución de Gas Marino Ciudad Pemex, recibe la producción de gas de 23 campos.

Cada uno de estos puntos está equipado con sistemas de medición monofásica que cumplen con los LTMMH de la SENER y permiten la entrega del hidrocarburo a comercializadores o transportistas. Es importante señalar que, en la mayoría de los casos, los operadores distribuyen su producción hacia más de un punto de medición fiscal, siendo CCC Palomas y TMDB los de mayor relevancia.

Como hallazgo particular de este trabajo se identificó que, de todos los campos ubicados en áreas contractuales, únicamente los campos Ek y Balam canalizan su producción hacia los principales puntos fiscales (TMDB, CCC Palomas, CPG Nuevo Pemex, CPG Ciudad Pemex y el Centro de Distribución de Gas Marino Ciudad Pemex); el resto de los campos contractuales destinan sus hidrocarburos a otros puntos de exportación.

3.5 Sistemas de medición

Un sistema de medición de hidrocarburos no se limita únicamente al medidor instalado en la línea, sino que constituye un conjunto de equipos, instrumentos y dispositivos diseñados para trabajar de

manera integrada para garantizar que los volúmenes y composiciones reportados reflejen con la mayor exactitud posible las condiciones reales del fluido.

En términos generales, un sistema de medición se estructura a partir de los siguientes tipos de componentes: elementos primarios, elementos secundarios, elementos terciarios y equipos de apoyo. Los elementos primarios son aquellos que están en contacto con el medio físico captando la variable a medir, posteriormente generan una señal proporcional al flujo. Estos elementos pueden ser los registradores de presión en medidores diferenciales, las aspas/álabes de los medidores tipo turbina, los transductores de los medidores ultrasónicos, etc. (Clavel Mendoza, 2024). Dado que constituyen la base del proceso de medición, estos equipos se estudiarán con mayor detalle en un apartado posterior.

Por su parte, los elementos secundarios son los instrumentos encargados de registrar variables complementarias como las magnitudes de influencia como son: presión, temperatura y densidad, y que permiten corregir las mediciones a condiciones de referencia.

Los elementos terciarios son instrumentos encargados de captar las señales o las mediciones realizadas por los elementos primarios y secundarios de manera local o remota de forma analógica, digital o de frecuencia.

Junto a estos elementos se encuentran los equipos de apoyo, que incluyen acondicionadores de flujo, encargados de estabilizar el perfil de velocidad en la tubería, u otros dispositivos auxiliares, como válvulas y sistemas de control.

En conjunto, estos componentes aseguran que la medición sea trazable, repetible y aceptada en tanto en términos técnicos como regulatorios. La interacción entre ellos es lo que convierte a un tren de medición en un sistema robusto, capaz de cumplir con los niveles de exactitud exigidos por estándares internacionales (API, AGA e ISO) y por las normativas nacionales.

3.5.1 Elemento primario

Se localiza dentro de la tubería y está en contacto directo con el fluido. Su función es generar un efecto físico (como una caída de presión, una fuerza mecánica, un desplazamiento o una señal de vibración) derivado del paso del fluido, el cual posteriormente puede ser medido por otros componentes del sistema y traducirlo en un valor.

3.5.2 Elementos secundarios

Estos equipos permiten medir no solo la variable principal asociada al caudal, sino también variables complementarias necesarias para la corrección y trazabilidad de la medición, como la presión, la temperatura y la densidad del fluido.

- A) **Transmisores de temperatura:** son dispositivos que convierten la señal obtenida por un sensor en una señal de salida estándar, lo que permite compensar numéricamente los efectos térmicos sobre la densidad y el volumen del fluido. Se emplean en configuraciones electrónicas inteligentes, con sensor RTD PT-100 y termopozo de acero inoxidable, salida 4-20 mA y protocolo HART, con exactitud típica de $\pm 0.1\%$ y error máximo permisible de 0.18°C (Novaoil, 2025).
- B) **Transmisores de presión de temperatura:** emplean tecnologías basadas en diafragmas para registrar la presión del fluido, convirtiendo la señal en una salida estandarizada. Suelen ser del tipo inteligente, con indicación local digital en pantalla LCD, alimentación eléctrica de 24 VCD, señal de salida analógica 4-20 mA y protocolo de comunicación HART, con cuerpo de acero inoxidable (Novaoil, 2025).
- C) **Transmisores de presión diferencial:** muy utilizados en sistemas con elementos primarios como placas de orificio o tubos Venturi, permiten medir la caída de presión generada por el flujo y transmitirla para su conversión a caudal.
- D) **Transmisores de flujo:** dispositivo que capta una señal emitida por el elemento primario y que es proporcional a la cantidad de fluido, la señal captada es convertida en una señal analógica o digital igualmente proporcional al caudal (Serrano Espinosa, 2020).
- E) **Transmisores de densidad:** captan la señal mediante sensores tipo diapason o diafragma, incorporando además sensores de temperatura para compensar variaciones y mejorar la exactitud en la medición.

3.5.3 Elementos terciarios (Computadores de flujo)

Los elementos terciarios corresponden a los computadores de flujo, que constituyen la unidad central de procesamiento en los sistemas de medición de hidrocarburos. Su función principal es consolidar las señales que generan los elementos primarios y secundarios transformándolas en información útil para la operación y la regulación. Estos equipos realizan de manera continua la corrección de

volúmenes en función de las condiciones de presión y temperatura (Serrano Espinosa, 2020). Su capacidad de integrar información los hace útiles en el Balance de volúmenes, al comparar corrientes de entrada y salida en instalaciones de producción o transporte, y en la generación de registros históricos trazables y auditables que sirven como respaldo técnico y legal para las transacciones comerciales o fiscales.

Finalmente, los computadores de flujo establecen la comunicación con los sistemas de control de planta, lo que permite transmitir los datos de manera confiable y garantizar la supervisión remota del proceso. En conjunto, estas funciones convierten a los computadores de flujo en el núcleo del sistema de medición, al ser el vínculo entre la instrumentación de campo y la información que utilizan tanto los operadores como las autoridades regulatorias.

3.5.4 Equipos de apoyo

Todo sistema de medición requiere de equipos de apoyo que aseguren condiciones estables y confiables para la obtención de datos, si bien estos equipos no constituyen el corazón de la medición de hidrocarburos, sí tienen un impacto decisivo en la exactitud y precisión del proceso, ya que permiten acondicionar el flujo, mantener la integridad de la línea y garantizar que los medidores trabajen en las condiciones requeridas por los fabricantes.

- A) **Acondicionadores de flujo:** son instrumentos encargados de redistribuir el perfil o régimen de flujo previo a la entrada al medidor, lo que disminuye la heterogeneidad del flujo y así reducir el error de medida. Cabe aclarar que, si bien estos instrumentos son ampliamente mencionados, no siempre son requeridos, sino que su aplicación depende de los regímenes de flujo requeridos por los medidores.

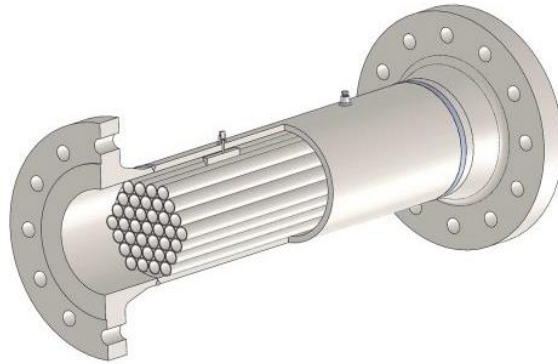


Figura 5. *Acondicionador de flujo tipo haz de tubos.*

Nota. Tomado de “Acondicionador de flujo”, por EIPSA, s.f., <https://eipsa.es/productos/caudal/acondicionador-de-flujo/>

- B) **Válvulas de seguridad:** son dispositivos mecánicos que interactúan con el fluido y sirven para regular la presión del sistema y así mantenerlo bajo las condiciones de operación requeridas o bajo las cuales fue diseñado.



Figura 6. *Válvula de seguridad de presión.*

Nota. Tomado de “La válvula de seguridad”, por BESA, s.f., <https://www.besa.it/es/pressure-safety-relief-valve.html>

- C) **Filtros:** ayudan a retener las partículas sólidas o materiales extraños presentes en las corrientes por medir y que puedan dañar a los equipos de medición.

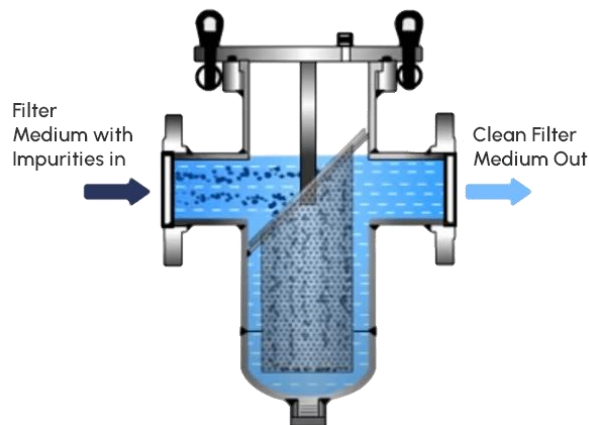


Figura 7. Filtro tipo canasta.

Nota. Tomado de “Basket Strainer”, por Hanke Filter, s.f., <https://www.hankefilters.com/products/basket-strainers/basket-strainer.html>

3.6 Tecnologías de medición de hidrocarburos

Los medidores de flujo constituyen el núcleo de cualquier sistema de medición, como vimos anteriormente, son los responsables de generar la señal primaria a partir del paso del fluido. En la industria existen distintas tecnologías que emplean distintos principios físicos por medio de los cuales se determina el volumen o la masa de los hidrocarburos producidos, la selección de la tecnología a emplear por los operadores petroleros no responde únicamente a una preferencia técnica, sino que se fundamenta en factores como: el tipo de fluido, el rango de caudales esperado, las condiciones de presión y temperatura, la presencia de contaminantes y el nivel de incertidumbre permitido de acuerdo con el tipo de medición.

Un primer paso para empezar a familiarizarse con los distintos tipos de medidores es revisar la manera en que se clasifican estas tecnologías. La clasificación puede realizarse desde un enfoque general, atendiendo al tipo de flujo medido o a las condiciones de operación, o bien desde un enfoque técnico, basado en el principio físico que emplean para determinar el caudal.

3.6.1 Clasificación de los medidores de flujo

En términos amplios, los medidores de flujo pueden clasificarse de acuerdo con distintos criterios que reflejan su forma de interacción con el fluido. Entre las diferentes formas en que los medidores de flujo se pueden clasificar podemos encontrar la clasificación por: principio de funcionamiento, por las fases que manejan y en función de la medición que realizan (Serrano Espinosa, 2020).

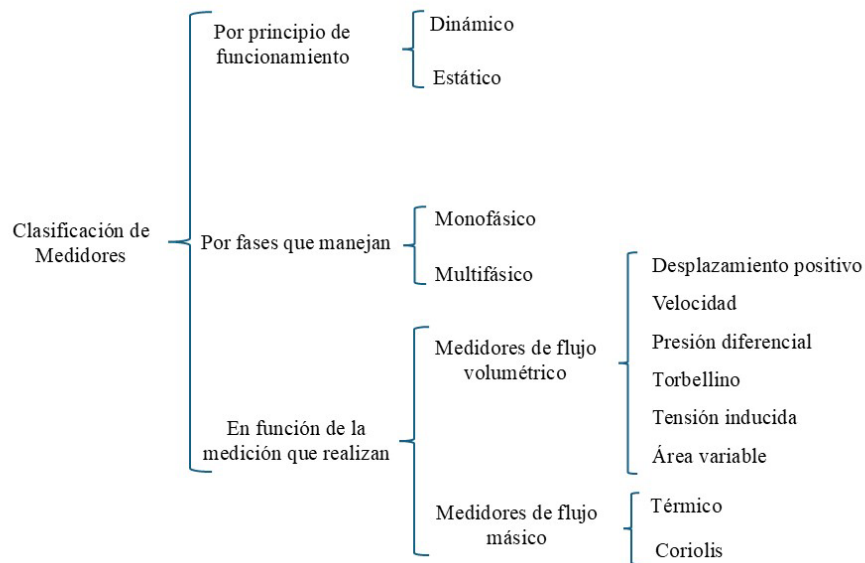


Figura 8. *Clasificación General de los Medidores de Flujo (Redibujado).*
 Nota. Adaptado de “Instrumentación Industrial”, por Creus A., 2010.

En el primer tipo de clasificación se habla de medidores dinámicos y estáticos. Los primeros operan con los fluidos en movimiento, registrando fenómenos físicos como cambios en la presión de los fluidos o el desplazamiento de partes móviles de los medidores. Mientras que los medidores estáticos, como su nombre lo indica, se utilizan cuando el fluido no está en movimiento, siendo exclusivos para la medición de líquidos.

El segundo tipo de clasificación se centra en las fases del fluido que los medidores son capaces de manejar. Los medidores monofásicos están diseñados para operar bajo condiciones controladas en las que el fluido es exclusivamente líquido o exclusivamente gas, este tipo de medidores son los utilizados para aplicaciones comerciales y fiscales. En contraste, los medidores multifásicos permiten registrar directamente mezclas de hidrocarburos líquidos, agua y gas sin necesidad de separar previamente las fases, lo que ha hecho que cobren relevancia en el monitoreo de pozos y corrientes en campos *offshore*, donde los limitados espacios de plataforma hacen que no siempre sea viable instalar trenes de separación convencionales, aunque su aplicación está limitada a mediciones operacionales dado el alto nivel de incertidumbre que manejan.

Finalmente, desde el punto de vista de la magnitud que registran, los medidores pueden dividirse en volumétricos y másicos. Los primeros determinan el volumen de fluido que atraviesa la sección de

medición por unidad de tiempo, mientras que los segundos miden directamente la masa del fluido, lo que puede resultar útil en aplicaciones donde existen variaciones de presión y temperatura.

No está de más reiterar que estas son solo algunas de las maneras en las que se suele clasificar a los medidores de flujo, existen otras como la clasificación propuesta por la norma BS 7405 (Santander Romero, Escoto Serrano, & Martínez Laguna, 2010). La cual divide a los medidores en diez grupos basados sobre cada principio de operación de los medidores en lugar de las aplicaciones que pudieran tener (como se puede ver en la Tabla 2).

Tabla 2. *Clasificación de medidores de flujo.*

Nota. Adaptado de “DIPLOMADO DE METROLOGÍA DE FLUJO. MÓDULO IV. FUNDAMENTOS DE LA MEDICIÓN DE FLUJO, MAGNITUDES DE INFLUENCIA Y TIPOS DE MEDIDORES”, por Santander Romero, Escoto Serrano & Martínez Laguna, 2010, Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial.

Tipo de Medidor	Descripción
Presión diferencial convencional	Placas de orificio concéntricas, tubos Venturi y toberas.
Otros de presión diferencial	Otros tipos de medidores de presión diferencial como las toberas de flujo sónico y los medidores de área variable.
Desplazamiento positivo	Todos los medidores de desplazamiento positivo como: paletas, engranes, pistón, etc.
Turbina rotatoria	Medidores de turbina rotatoria, de los cuales el más común es la turbina de tipo axial.
Fluido oscilante	Mediciones cuyo principio de funcionamiento se basa en oscilaciones del fluido.
Electromagnético	En ellos el principio electromagnético es utilizado para medir el flujo.
Ultrasónico	Son aquellos en los que sensores electromagnéticos miden el flujo directamente, por lo que son excluidos los medidores en los que el método ultrasónico es utilizado para detectar otro principio.
Masa directa e indirecta	Aquí se incluyen los medidores de flujo másico directos e indirectos, como los medidores de tipo Coriolis como los medidores de tipo volumétrico.
Térmico	Son los medidores en los que se mide el caudal por medio de la pérdida o ganancia de calor.
Misceláneos	En este grupo están clasificados todos aquellos medidores que no pueden ser catalogados fácilmente en cualquiera de los otros grupos.

3.6.2 Tipos de medidores utilizados para la medición de hidrocarburos de campos costa afuera

En el ámbito de la medición de fluidos existe una amplia diversidad de tecnologías disponibles, sin embargo, en la práctica no todas tienen aplicación en la industria petrolera ya que las condiciones particulares de los hidrocarburos limitan el abanico de opciones viables. Esta selección se reduce aún más cuando se trata de instalaciones costa fuera, donde el espacio, el peso y los costos de operación se añaden a los factores de selección.

Teniendo en mente lo anterior, este apartado se concentrará únicamente en describir las tecnologías de medición utilizadas actualmente en los campos productores *offshore* en México: placa de orificio, turbina, ultrasónicos, V-Cone, desplazamiento positivo, Coriolis, tubo Venturi, medidores multifásicos y la medición estática de líquidos en tanques (tanques de medición).

3.6.2.1 Medidor tipo Desplazamiento Positivo

Los medidores de desplazamiento positivo representan uno de los métodos más directos y confiables para la medición de líquidos en aplicaciones fiscales, en lo que respecta a los hidrocarburos producidos en zonas costa fuera, son utilizados principalmente en la Terminal Marítima Cayo Arcas. Su principio de funcionamiento es conceptualmente sencillo, pero extremadamente efectivo, este se basa en la división del fluido en volúmenes discretos y conocidos, que son contabilizados mecánicamente a medida que atraviesan la cámara de medición. Cada ciclo completo de llenado y vaciado corresponde a un volumen fijo, lo que permite determinar con gran exactitud el caudal total que ha circulado por el sistema (Santander Romero, Escoto Serrano, & Martínez Laguna, 2010).

La versatilidad de estos medidores se refleja en la diversidad de diseños disponibles en el mercado. Entre los modelos más utilizados se encuentran los de pistón alternativo, pistones rotativos, lóbulos, engranajes ovalados y paletas rotatorias. Y aunque cada diseño presenta particularidades en términos de geometría y materiales de construcción, todos comparten una filosofía común, que es capturar un volumen específico de fluido y transportarlo sistemáticamente hacia la salida del equipo. El registro de estos ciclos repetitivos ya sea mediante señales mecánicas tradicionales o sistemas electrónicos modernos, genera los datos necesarios para cuantificar el volumen medido (Ecopetrol, 2008).

El hecho de que estas tecnologías incorporen componentes móviles que están en contacto directo con el fluido medido implica que requieren programas de mantenimiento más rigurosos y frecuentes,

esta característica también los hace vulnerables a la presencia de sólidos en suspensión o partículas con propiedades abrasivas, razón por la cual es práctica común integrarlos con sistemas auxiliares como filtros y trampas de líquido que protejan su integridad operacional.

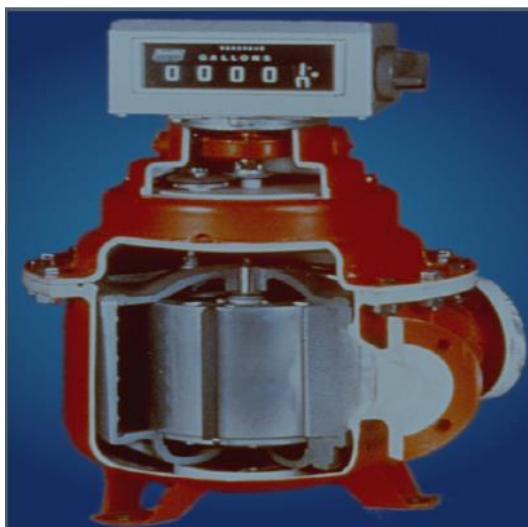


Figura 9. *Medidor de Desplazamiento Positivo.*

Nota. Tomado de “Manual de Medición de Hidrocarburos. Capítulo 5. Medición Dinámica”, por Ecopetrol, 2008.

3.6.2.2 Medidor tipo turbina

Los medidores tipo turbina son de las tecnologías más utilizadas en los puntos de medición de transferencia y fiscales ya que son de las tecnologías más confiables para la cuantificación de fluidos monofásicos.

El fundamento operativo de estos equipos se basa en la relación directa entre la velocidad de un fluido al atravesar una sección de la tubería y la velocidad de rotación de una turbina colocada en el interior del medidor. En términos operativos, los hidrocarburos fluyen en la tubería e impactan con las paletas de la turbina, provocando el giro del rotor a una velocidad tangencial directamente proporcional al caudal volumétrico.

Para la medición de la velocidad de la turbina se utiliza una bobina y un imán permanente, cada vez que un aspa pasa por la bobina, se genera un pulso que es detectado y contabilizado, transformando así el movimiento mecánico en señales eléctricas. Cada pulso es proporcional a un volumen fijo de fluido, por lo que la cantidad total de pulsos es equivalente a la cantidad de hidrocarburos que han circulado a través del medidor en un intervalo de tiempo conocido. La frecuencia de los pulsos es un indicador de la velocidad del caudal (Clavel Mendoza, 2024; Serrano Espinosa, 2020).

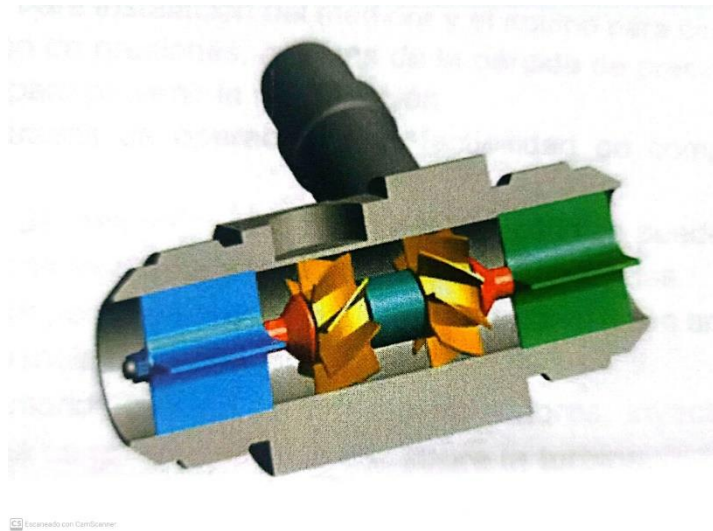


Figura 10. *Medidor tipo turbina.*

Nota. Tomado de “DIPLOMADO DE METROLOGÍA DE FLUJO. MODULO IV. FUNDAMENTOS DE LA MEDICIÓN DE FLUJO, MAGNITUDES DE INFLUENCIA Y TIPOS DE MEDIDORES”, por Santander Romero, Escoto Serrano & Martínez Laguna, 2010, Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial.

La calibración y caracterización de este y de otros medidores se fundamenta en el concepto del factor K. Este parámetro, determinado de manera experimental durante procesos rigurosos de calibración, establece la relación matemática precisa entre la frecuencia de pulsos que genera el medidor y el volumen real de fluido que ha transitado a través del él (Novaoil, 2025).

En cuanto a desempeño, estos medidores pueden alcanzar niveles de exactitud notables cuando opera bajo condiciones controladas y optimas, llegando a ser del orden de $\pm 0.3\%$ al $\pm 0.5\%$ (Serrano Espinosa, 2020). No obstante, su efectividad está intrínsecamente ligada a la Calidad del fluido medido, por ejemplo, en el caso del aceite la presencia de sólidos en suspensión o burbujas de gas puede alterar significativamente el rendimiento e integridad de la turbina. Esta sensibilidad podría explicar porque es tipo de medidores no son utilizados para mediciones operacionales, ya que en esos momentos los hidrocarburos aún no han atravesado por suficientes procesos, en contraste a cuando pasan por puntos de medición de transferencia o fiscales, en los que ya cuentan con mayor Calidad.

Adicionalmente, en las instalaciones se suele complementar las instalaciones con sistemas auxiliares como filtro, acondicionadores de flujo y configuraciones específicas de tubería recta aguas arriba y aguas abajo que permiten estabilizar el perfil de velocidad, ya que este último también tiene un impacto directo en el comportamiento de la turbina.

3.6.2.3 Medidor tipo ultrasónico

Los medidores ultrasónicos representan una de las evoluciones tecnológicas más significativas en el campo de la medición de hidrocarburos. Una de sus ventajas más distintivas es la ausencia de partes móviles que entren en contacto directo con el fluido, con lo que se logra minimizar el desgaste operativo y extender considerablemente su vida útil.

Si bien el nombre “medidor ultrasónico” pudiera interpretarse como que la medición de la velocidad del caudal se mide por medio de ultrasonido, en realidad se mide por alguno de dos métodos: el método por efecto Doppler o el método por tiempo de tránsito de señal (Clavel Mendoza, 2024).

El primer método se basa en la capacidad de detectar y cuantificar el cambio característico de frecuencia que experimenta una onda acústica cuando interactúa con elementos en movimiento dentro del fluido. Un transductor ultrasónico instalado en el sistema de medición emite una señal de frecuencia conocida que, al encontrarse con partículas sólidas, burbujas de gas o cualquier irregularidad suspendida en el líquido, se refleja de vuelta hacia el receptor con una frecuencia modificada que mantiene una relación matemática directa y predecible con la velocidad del fluido portador, permitiendo así la determinación del caudal volumétrico. La principal fortaleza de los medidores ultrasónicos que funcionan con método Doppler radica precisamente en lo que constituye una limitación para otros sistemas: su capacidad para funcionar efectivamente en presencia de fluidos “sucios” o heterogéneos, convirtiendo lo que sería un contaminante en una herramienta de medición. No obstante, esta característica también provoca que su uso no sea viable en puntos de medición fiscales, donde los fluidos ya han pasado por procesos para eliminar impurezas, aquí son más útiles los medidores ultrasónicos que funcionan con el método por tiempo de tránsito de señal.

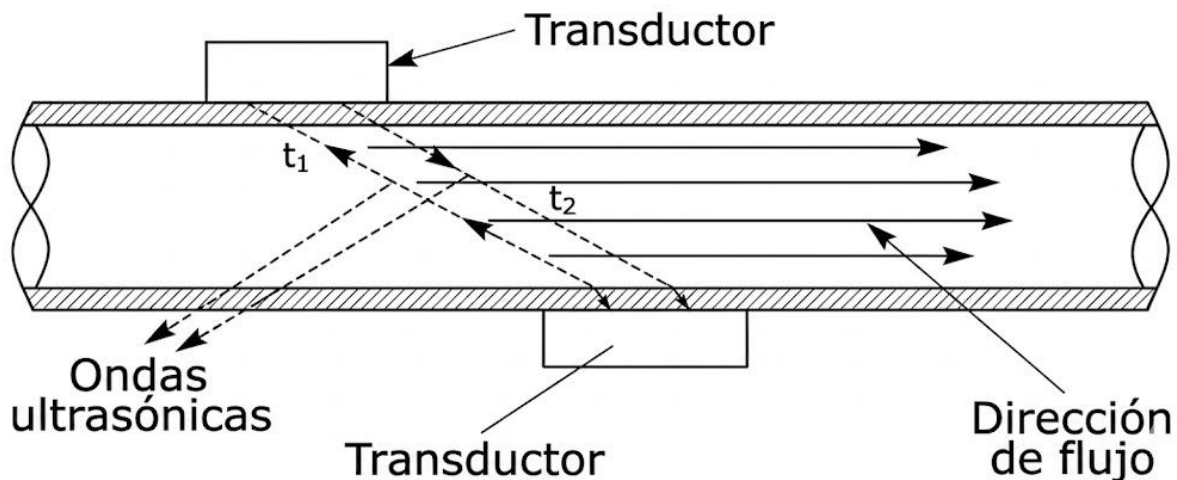


Figura 11. Sistema Básico de un Medidor Ultrasónico (Redibujado).
Nota. Adaptado de "Instrumentación Industrial, por Creus A., 2010.

En el segundo tipo de medidores ultrasónicos, la operación típica consiste en un par de transductores ultrasónicos instalados estratégicamente en lados opuestos del sistema, que alternan entre el rol de emisores y de receptores de ondas acústicas de alta frecuencia. En condiciones de fluido estático, las ondas ultrasónicas requieren tiempos idénticos para completar su trayectoria en ambas direcciones. Sin embargo, cuando el hidrocarburo comienza a fluir, se produce un fenómeno en el que la onda que se propaga en la misma dirección del flujo experimenta una aceleración, mientras que aquella que viaja en dirección contraria sufre un retraso. Este efecto puede entenderse mejor si se compara con una persona nadando en un río, el nadar contracorriente siempre le requerirá más tiempo y esfuerzo. La diferencia temporal entre las señales es directamente proporcional a la velocidad promedio del fluido en la sección de medición, constituyendo la base matemática para la determinación del caudal (Ecopetrol, 2008; Serrano Espinosa, 2020). La transformación de esta información temporal en datos de caudal volumétrico se logra mediante algoritmos que integran la velocidad calculada con el área transversal conocida de la tubería.

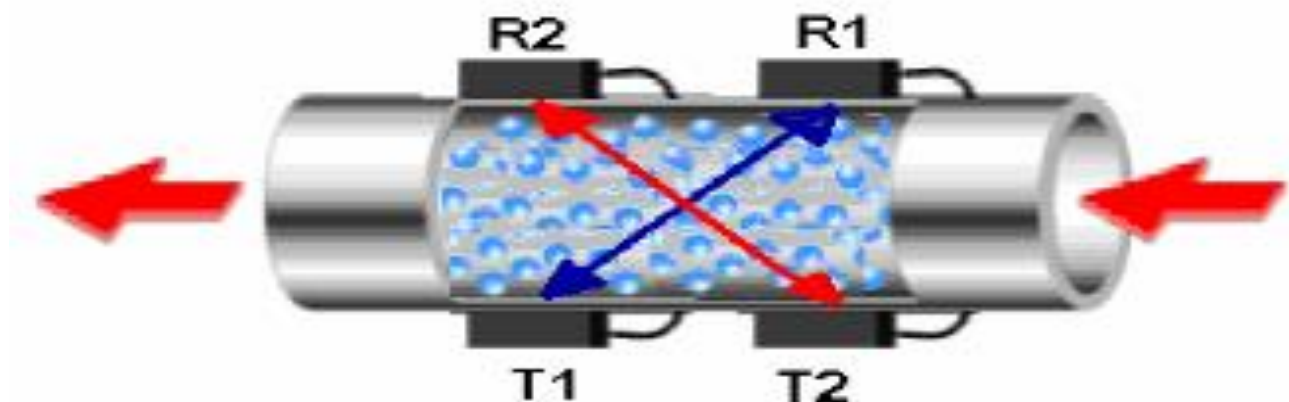


Figura 12. *Medidores Ultrasónicos de tiempo de tránsito.*

Nota. Tomado de “Manual de Medición de Hidrocarburos. Capítulo 5. Medición Dinámica”, por Ecopetrol, 2008.

A diferencia de los primeros medidores ultrasónicos revisados, los medidores que funcionan por este principio son afectados por la presencia de impurezas, por lo que para su uso se requiere una corriente de fluido limpio y homogéneo. Con estos requisitos, este tipo de medidores es más efectivo en puntos de medición fiscal o de transferencia de custodia.

Durante la investigación para este trabajo se encontró que los medidores ultrasónicos son de los más utilizados para la medición fiscal de hidrocarburos líquidos provenientes de campos *offshore*, y aunque también pueden utilizarse para mediciones de gas, su uso es menor. Si bien en los documentos consultados no se especifica el método que utilizan los medidores instalados en los puntos de medición fiscal, con lo descrito en párrafos previos, se puede intuir que funcionan con el método por tiempo de tránsito.

3.6.2.4 Medidor tipo placa de orificio

Los medidores tipo placa de orificio ocupan un lugar especial en la historia de la medición industrial de hidrocarburos, siendo una de las tecnologías más tradicionales que ha acompañado el desarrollo de la industria petrolera desde sus etapas más tempranas. Su persistencia a lo largo de décadas no es casualidad: esta tecnología ha logrado mantenerse relevante gracias a la combinación de su simplicidad conceptual, su accesibilidad económica y, quizás más importante aún, una estandarización internacional extraordinariamente robusta que ha permitido su implementación.

El funcionamiento de estos dispositivos se basa en la aplicación de principios fundamentales de la dinámica de fluidos. Cuando un fluido en movimiento encuentra una placa perforada

estratégicamente posicionada en el interior de la tubería, se produce una transformación predecible en su comportamiento: el área de paso reducida obliga al fluido a acelerar, y de acuerdo con el principio de Bernoulli, esta aceleración va acompañada de una disminución correspondiente en la presión. Esta caída de presión, medida cuidadosamente mediante tomas de presión diferencial ubicadas aguas arriba y aguas abajo de la restricción, mantiene una relación matemática específica con el cuadrado de la velocidad del flujo, proporcionando así la base para determinar el caudal volumétrico (Santander Romero, Escoto Serrano & Martínez Laguna, 2010; Serrano Espinosa, 2020).



Figura 13. *Medidor de Placa de Orificio.*
Nota. Tomado de "Instrumentación Industrial, por Creus A., 2010.

La fortaleza más destacada de esta tecnología radica en su trazabilidad metrológica y masificación operativa. Décadas de investigación y aplicación industrial han resultado en la consolidación de normas y procedimientos estandarizados que abarcan desde los aspectos más fundamentales de la calibración hasta los detalles más específicos de instalación y corrección de mediciones. Sin embargo, como toda tecnología madura, las placas de orificio presentan limitaciones inherentes que deben ser cuidadosamente consideradas en su aplicación. Entre estas destaca la generación de una pérdida permanente de presión en el sistema, resultado inevitable del principio de medición que emplean. Adicionalmente, su funcionamiento óptimo demanda configuraciones específicas de tubería recta que permitan estabilizar completamente el perfil de flujo antes de la medición, y su

exactitud a largo plazo depende críticamente del mantenimiento de la integridad física de la placa, la cual debe permanecer libre de desgaste, incrustaciones o daños estructurales.

En términos de desempeño metrológico, las placas de orificio pueden alcanzar niveles de incertidumbre que oscilan entre $\pm 0.5\%$ y $\pm 0.8\%$ cuando operan bajo condiciones óptimas (Ecopetrol, 2011; Gómez Cabrera, Becerril Cárdenas & Flores Sánchez, 1986), un rendimiento que las mantiene como candidatos viables para aplicaciones de transferencia y para mediciones fiscales. No obstante, a pesar de la evolución tecnológica del sector que ha introducido alternativas más avanzadas como los medidores ultrasónicos y Coriolis, que gradualmente han ganado terreno en aplicaciones críticas, los medidores de placa de orificio han logrado mantener una presencia significativa en las mediciones de gas producido en campos *offshore*, estando presentes desde mediciones operacionales hasta fiscales, donde su robustez probada, bajo costo de implementación y facilidad de reemplazo en condiciones operativas desafiantes continúan representando ventajas competitivas importantes.

3.6.2.5 Medidor tipo tubo Venturi

Este tipo de medidores representa una evolución dentro de la familia de dispositivos que funcionan por medio de diferenciales de presión, posicionándose como una mejor alternativa cuando se busca combinar la eficiencia energética con mediciones confiables. Tienen mayor relevancia en aquellas aplicaciones donde las pérdidas de carga representan un factor crítico, superando así una de las limitaciones más significativas de las placas de orificio. El fundamento científico que gobierna su operación, al igual que las placas de orificio, es la ecuación de Bernoulli, que relaciona presión, velocidad y energía en el comportamiento de fluidos en movimiento.

Este medidor está diseñado meticulosamente para optimizar el fenómeno de medición mientras minimiza las perturbaciones al flujo. Su configuración se articula en tres secciones interdependientes, cada una con un propósito específico: la entrada cónica convergente actúa como una transición suave que guía al fluido hacia la restricción; la garganta cilíndrica de diámetro reducido constituye el corazón del sistema de medición, donde se maximiza la velocidad y se minimiza la presión; finalmente, la salida cónica divergente permite la expansión controlada del fluido y la recuperación parcial de la presión original (Novaoil, 2025; Serrano Espinosa, 2020).

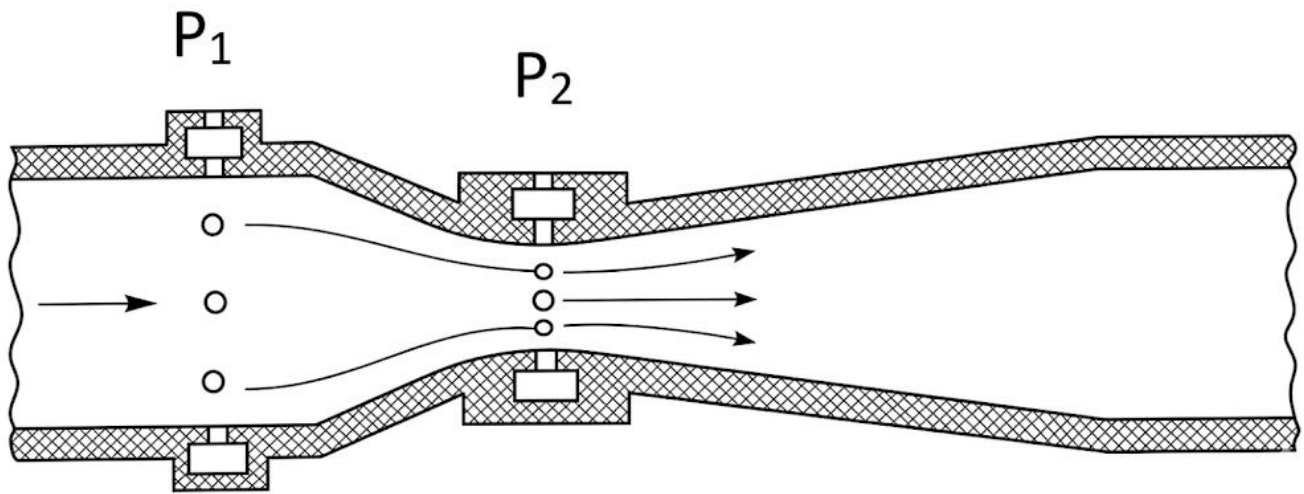


Figura 14. Esquema Típico de un tubo Venturi, la toma de medida de la presión se realiza en los puntos P_1 y P_2 , siendo semejante a la de la placa de orificio (Redibujado).

Nota. Adaptado de “Medición de flujo”, por Dulhoste J., 2014.

Este proceso de transformación energética crea un perfil de presión característico a lo largo del dispositivo. Mientras el fluido avanza a través de la sección convergente, experimenta una aceleración gradual acompañada de una disminución correspondiente en presión hasta alcanzar su valor mínimo en la garganta. La diferencia de presión resultante entre la entrada y este punto crítico se convierte en la variable de proceso fundamental que, combinada con las propiedades del fluido, permite determinar el caudal volumétrico con notable precisión.

Como ya se mencionó, la ventaja más distintiva del medidor tipo tubo Venturi sobre el tipo placa de orificio radica en su capacidad para generar pérdidas de carga permanente substancialmente menores, lo que podría hacerlo más atractivo para ser usado en plantas de proceso de gas natural, donde cada fracción de presión perdida impacta directamente en la eficiencia de los procesos. Sin embargo, al ser menor la pérdida de presión también se traduce en diferenciales de presión más bajos, lo que aumenta ligeramente la incertidumbre de medida (Clavel Mendoza, 2024). Quizá esto último junto con el menor costo de las placas de orificio, ha provocado que su uso sea casi nulo en cuanto a la medición de gas proveniente de campos costa afuera.

3.6.2.6 Medidor tipo V-Cone

Desarrollado como una alternativa a los medidores tradicionales como la placa de orificio o el tubo Venturi, el medidor tipo V-Cone surge como una propuesta ingeniosa que privilegia la estabilidad

de señal, la flexibilidad de instalación y una notable resistencia a las perturbaciones del perfil de flujo.

La fundamentación científica del V-Cone, al igual que los últimos dos medidores revisados, está anclada en el principio de Bernoulli, que como ya revisamos anteriormente, establece cómo la aceleración de un fluido a través de una restricción genera una caída presión cuantificable que puede correlacionarse matemáticamente con el caudal. Sin embargo, la manera en que se genera la restricción del área de flujo es distinta, pues en lugar de emplear un orificio convencional, el diseño de esta tecnología incorpora un cono instalado estratégicamente en el centro de la tubería. Esta configuración obliga al hidrocarburo a fluir a través del espacio anular que se forma naturalmente entre la superficie externa del cono y la pared interna de la tubería (Santander Romero, Escoto Serrano, & Martínez Laguna, 2010).

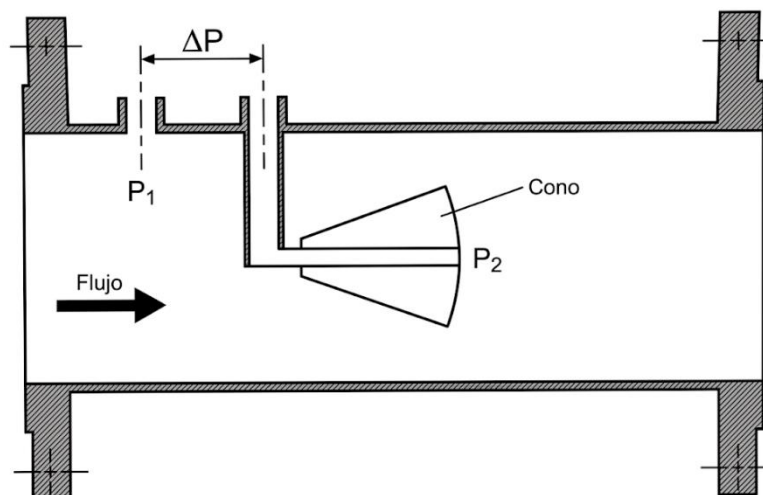


Figura 15. Diagrama de medidor tipo V-Cone (Redibujado).

Nota. Adaptado de “DIPLOMADO DE METROLOGÍA DE FLUJO. MODULO IV. FUNDAMENTOS DE LA MEDICIÓN DE FLUJO, MAGNITUDES DE INFLUENCIA Y TIPOS DE MEDIDORES”, por Santander Romero, Escoto Serrano & Martínez Laguna, 2010, Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial.

La geometría cónica introduce una transformación gradual del área de flujo que resulta fundamental para el desempeño del dispositivo. Esta reducción genera un perfil de velocidad considerablemente más uniforme y minimiza la formación de turbulencias. Como consecuencia de este diseño, se presenta una estabilidad notablemente superior de la señal de presión diferencial y una mayor recuperación de presión aguas abajo que se traduce en menores pérdidas de carga permanentes comparado con las placas de orificio.

En cierto sentido, el V-Cone representa una síntesis de lo mejor de la placa de orificio y del tubo Venturi: hereda la simplicidad de diseño del primero, mientras incorpora ventajas hidráulicas del segundo. El resultado es un dispositivo que ofrece un desempeño intermedio pero optimizado que puede resultar ideal para ciertas aplicaciones.

Pero sus ventajas operativas se extienden más allá. Su tolerancia a configuraciones de tubería menos ideales significa que requiere longitudes significativamente menores de tubería recta para su instalación adecuada, una característica que puede ser decisiva en instalaciones con limitaciones de espacio. Adicionalmente, su resistencia a ensuciarse y a la erosión, combinada con su capacidad para mantener exactitudes aceptables incluso cuando el perfil de flujo no está completamente desarrollado, lo convierte en una opción práctica para condiciones operativas desafiantes. Bajo condiciones adecuadas de instalación y operación, estos medidores pueden alcanzar niveles de precisión de hasta $\pm 0.5\%$ (Santander Romero, Escoto Serrano, & Martínez Laguna, 2010).

A pesar de estas ventajas técnicas, en aplicaciones como la medición de gas natural, la industria continúa mostrando una preferencia marcada por la placa de orificio, decisión que podría fundamentarse en consideraciones que van más allá del desempeño técnico como lo son la estandarización más amplia, las ventajas económicas (tanto en términos de costo inicial como de disponibilidad de repuestos) y la facilidad de reemplazo. Mientras que en la medición de líquidos su uso es aún menor, ya que su adopción se ve desafiada por la presencia de medidores más modernos como los ultrasónicos y Coriolis, que ofrecen ventajas aún mayores en términos de precisión y versatilidad.

3.6.2.7 Medidor tipo Coriolis

Mientras que las tecnologías volumétricas tradicionales enfrentan las limitaciones inherentes a las variaciones de condiciones operativas, los medidores Coriolis abordan el problema desde una perspectiva diferente al medir indirectamente la masa del fluido. Esta capacidad resulta particularmente atractiva en sistemas complejos donde las fluctuaciones de presión y temperatura pueden provocar variaciones volumétricas significativas que comprometen la exactitud de otros métodos de medición.

El fenómeno físico que sustenta su operación lleva el nombre del matemático francés Gaspard Gustave de Coriolis (1792-1843), quien describió este efecto que encuentra hoy aplicación práctica en la medición de fluidos.

Cuando cualquier cuerpo con masa se desplaza dentro de un sistema que experimenta vibración o rotación, surge inevitablemente una fuerza aparente que actúa perpendicularmente tanto a la dirección del movimiento como al eje de vibración o rotación (Clavel Mendoza, 2024). Los científicos e ingenieros que desarrollaron los medidores tipo Coriolis transformaron este principio abstracto en una herramienta práctica mediante el diseño de tubos curvados que son excitados a vibrar en su frecuencia natural mediante actuadores electromagnéticos de precisión. En condiciones estáticas, cuando el fluido permanece inmóvil, los tubos mantienen una vibración perfectamente simétrica y sincronizada, pero en el momento en que el fluido comienza a circular marca el inicio de una transformación sutil pero medible. Cada partícula de masa que se desplaza a través del tubo vibrante experimenta una fuerza de Coriolis cuya magnitud está directamente relacionada tanto con el caudal másico como con la velocidad de vibración del conducto. Esta fuerza genera una perturbación específica en la estructura: la sección de entrada del tubo experimenta una tendencia a adelantarse mientras que la salida tiende a retrasarse, creando así un desfase temporal característico entre las oscilaciones de ambos extremos (Ecopetrol, 2008; Serrano Espinosa, 2020).

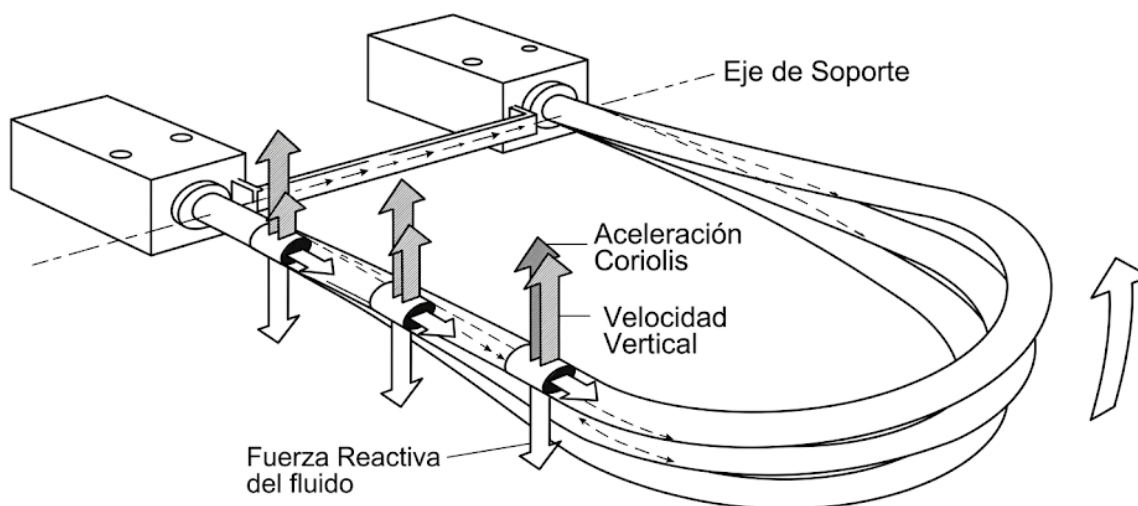


Figura 16. *Representación de la Fuerza Coriolis y la velocidad vertical del flujo en el extremo de entrada del sensor (Redibujado).*
Nota. Adaptado de "Instrumentación Industrial", por Creus A., 2010.

La captura y cuantificación de este fenómeno se logra mediante sensores de desplazamiento estratégicamente ubicados en puntos críticos del tubo vibrante, dispositivos capaces de detectar variaciones microscópicas en el patrón de oscilación. Las magnitudes de estos desfases mantienen una relación matemática directa y predecible con el caudal másico del fluido. De esta forma, el medidor logra convertir el efecto Coriolis en señales eléctricas procesables que se traducen en lecturas precisas del flujo másico.

La utilidad de estos instrumentos se extiende más allá de la simple medición de caudal másico. Un aspecto particularmente ingenioso del diseño es que la frecuencia de vibración de los tubos presenta una sensibilidad intrínseca a la densidad del fluido que los atraviesa, proporcionando así una medición simultánea de esta propiedad.

El desempeño metrológico de estos equipos establece estándares que rozan la excelencia técnica, alcanzando niveles de exactitud tan impresionantes como $\pm 0.1\%$ en ciertas condiciones, superando a la mayoría de las tecnologías disponibles en el mercado actual (Ecopetrol, 2008). En el contexto operativo, estos medidores demuestran su máximo potencial cuando se aplican a hidrocarburos líquidos de alta Calidad, caracterizados por la ausencia de gas libre en solución y contenidos mínimos de impurezas que podrían afectar las vibraciones del sistema.

Un aspecto que se debe tener en cuenta al considerar la implementación de esta tecnología son los altos costos de adquisición que suponen una inversión significativa en los proyectos, principalmente en líneas de gran diámetro, donde los costos son aún más elevados. Lo cual podría ser la razón detrás del porqué su uso no se ha extendido en todos los puntos de medición, aunque no ha sido impedimento suficiente para evitar su adopción en múltiples instalaciones.

3.6.2.8 Medidor multifásico

La mayoría de los equipos de medición están pensados para operar en condiciones de flujo monofásico o lo más cercano a este, ya que de esta manera se consiguen mediciones más confiables. Sin embargo, en la realidad industrial, especialmente en las instalaciones marinas, se presentan desafíos que trascienden las limitaciones técnicas.

En las instalaciones marinas, se enfrentan diversas restricciones para la implementación de sistemas de separación para la medición independiente de fases dadas las complejidades de disponibilidad de espacio, las limitaciones de peso estructural y los costos operativos exponenciales juegan en contra

de las soluciones ideales. En este contexto de restricciones, surge una necesidad imperativa que ha llevado al desarrollo de los medidores multifásicos, los cuales han sido concebidos para realizar la compleja tarea de cuantificar simultáneamente las fracciones de aceite, agua y gas sin requerir de una separación previa del fluido multifásico.

Para abordar esta complejidad multidimensional, se ha desarrollado una aproximación sinérgica que combina múltiples tecnologías de medición, cada una aportando información específica sobre aspectos particulares del flujo. La medición de presión diferencial mediante dispositivos como el tubo Venturi que proporciona información fundamental sobre el caudal total del flujo, estableciendo la base volumétrica del análisis. Las mediciones de impedancia eléctrica o capacitancia aprovechan las diferencias inherentes en las propiedades dieléctricas entre el petróleo y el agua para estimar la fracción de agua. O la tecnología de radiación gamma, que introduce una perspectiva completamente diferente al determinar la densidad promedio de la mezcla (Serrano Espinosa, 2020).

El desempeño de estos equipos depende de modelos matemáticos y algoritmos de interpretación que combinan las distintas señales para resolver el problema multifásico. Estos algoritmos se ajustan a condiciones específicas de campo y requieren procesos de calibración periódicos para mantener niveles aceptables de exactitud.

En cuanto a su aplicación en la industria, los medidores multifásicos son empleados en las mediciones operacionales, donde su valor no radica necesariamente en la exactitud sino en su capacidad para proporcionar información continua y en tiempo real sobre la producción de pozos individuales. Esta capacidad de monitoreo permite a los operadores detectar cambios sutiles en el desempeño de los pozos, identificar tendencias de producción y tomar decisiones informadas sin la necesidad de interrumpir operaciones para realizar mediciones especializadas.

La razón principal de que este tipo de medidores no sean utilizados para mediciones de transferencia de custodia o fiscales, es que generan altos niveles de incertidumbre de medida. Pero incluso si esto no fuera así, no habría mucho sentido en emplear medidores multifásicos en puntos donde los fluidos ya han pasado por diferentes etapas de separación.

Además, esta tecnología avanzada opera dentro de limitaciones que deben ser cuidadosamente consideradas: su desempeño óptimo sigue dependiendo críticamente de condiciones operativas relativamente estables y de una caracterización exhaustiva y precisa de los fluidos por medir, que

permita ajustar los modelos matemáticos internos del equipo a la realidad específica de los fluidos producidos.

3.6.2.9 Medición estática de líquidos en tanques

Aunque los sistemas de medición dinámicos son los más utilizados en las operaciones de campos costa afuera, la medición de estática en tanques continúa presente, especialmente en instalaciones terrestres donde los fluidos procedentes de instalaciones marinas deben almacenarse antes de su transporte o entrega. Este método se fundamenta en la determinación del volumen de líquido contenido en un tanque a partir de la altura de llenado.

El principio de funcionamiento es básico, consiste en relacionar la altura del líquido medida en el tanque con tablas de calibración volumétricas elaboradas para cada recipiente. Estas tablas establecen la correspondencia entre altura y volumen, considerando la geometría específica del tanque. Sin embargo, no basta con la lectura de la altura, sino que es necesario aplicar una serie de correcciones que contemplen la temperatura, la densidad, la presencia de agua libre y la expansión térmica del tanque (Novaoil, 2025).

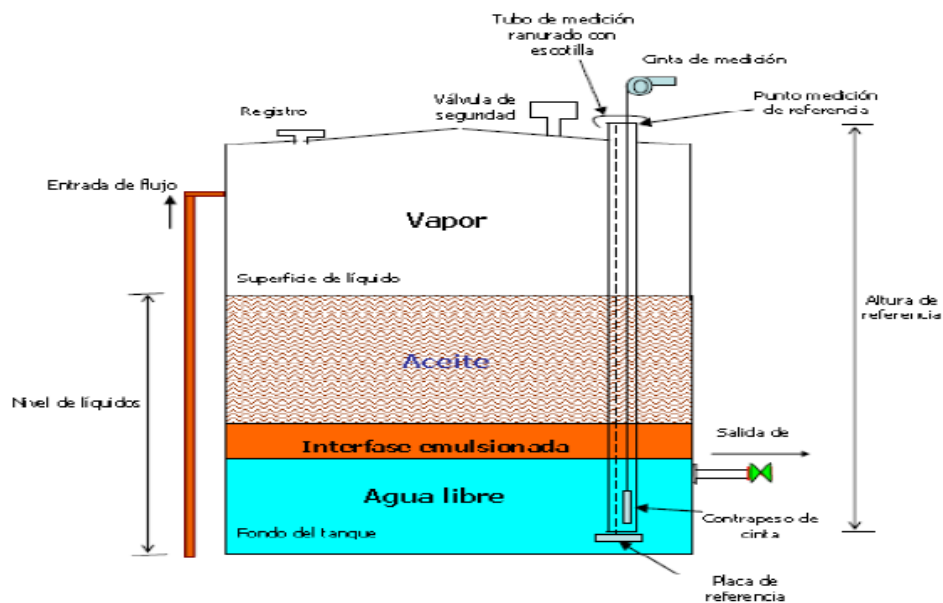


Figura 17. *Tanque Atmosférico de Almacenamiento.*

Nota. Tomado de “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”, por Emerson, 2017.

La implementación práctica de esta metodología requiere la integración coordinada de múltiples elementos técnicos, cada uno crítico para la exactitud final del resultado, como los instrumentos de

nivel que abarcan desde las técnicas manuales (varillas o cintas de medición manejadas manualmente por operadores) hasta sistemas automatizados que emplean tecnologías como radares de microondas. El muestreo y determinación de agua libre representan otro aspecto fundamental, ejecutados generalmente mediante técnicas probadas como pasta reveladora aplicada sobre varillas o plomadas de muestreo. La determinación de la temperatura promedio del volumen almacenado resulta crítica, ya que las regulaciones internacionales exigen que todos los volúmenes se corrijan a condiciones de referencia estandarizadas. Finalmente, el cálculo preciso de la densidad a partir de muestras cuidadosamente extraídas y representativas permite determinar los factores de corrección (Novaoil, 2025).

Las limitaciones de la medición estática revelan por qué, a pesar de su sencillez conceptual, esta tecnología no suele aplicarse en las instalaciones *offshore* como si lo es en operaciones terrestres. La primera y quizás más evidente de estas limitaciones se manifiesta en los requerimientos físicos del sistema, ya que los tanques de almacenamiento necesarios para implementar la medición estática requieren dimensiones considerablemente superiores a las necesarias por otras tecnologías de medición. En un entorno como el *offshore*, donde cada metro cúbico de espacio representa un recurso crítico, esta demanda espacial se convierte en una desventaja competitiva significativa.

La segunda limitación fundamental radica en que los niveles de incertidumbre asociados a la medición estática superan los que caracterizan a los sistemas dinámicos modernos. Esta disparidad se acentúa particularmente en escenarios donde los hidrocarburos líquidos no han sido sometidos a procesos de tratamiento para mejorar su Calidad.

No obstante, estas limitaciones no han impedido que este tipo de tecnología sea adoptada en un entorno costa afuera, aunque su presencia es significativamente menor al de otros medidores y se limita a mediciones operacionales y de referencia.

3.6.3 Distribución de tecnologías utilizadas en los puntos de medición para campos costa afuera

La industria petrolera cuenta con un extenso catálogo de tecnologías para medir hidrocarburos, sin embargo, la realidad operativa en los sistemas de medición *offshore* mexicanos muestra un panorama más selectivo. Esta aparente paradoja no es casualidad, responde a la necesidad de equilibrar factores críticos como la precisión requerida según el tipo de medición, las características

del fluido, la confiabilidad y las limitaciones inherentes de espacio y operación en instalaciones *offshore*.

El análisis de las tecnologías de medición empleadas en los campos *offshore* mexicanos revela patrones diferenciados según el tipo de hidrocarburo y la finalidad de la medición. Esta selección estratégica de tecnologías refleja las condiciones específicas de operación y los requerimientos técnicos particulares de cada campo. Los datos recopilados y analizados (ubicados en el Anexo único de este trabajo) provenientes de los Dictámenes Técnicos de los Planes de Desarrollo para la Extracción emitidos por la CNH, muestran la distribución de medidores por número de campos que los utilizan, considerando que un mismo campo puede emplear múltiples tecnologías para un mismo tipo de medición, evidenciando la complejidad y diversidad de las necesidades operativas en el entorno *offshore* mexicano.

3.6.3.1 Medidores utilizados en la medición de aceite en Asignaciones costa afuera

De forma intuitiva podríamos llegar a pensar que en las mediciones operacionales los medidores multifásicos (presentes en 17 campos) tendrían una presencia significativamente más alta respecto a los demás tipos de medidores dada su capacidad de cuantificar las diferentes fases de los fluidos producidos, sin embargo, la información recopilada en la Tabla 3 muestra que su presencia no es dominante, viéndose superada por muy poco por las placas de orificio (utilizadas en 20 campos).

Un aspecto particularmente interesante surge en la medición referencial, pues en este tipo de mediciones es donde hay más variedad en el tipo de medidores utilizados, siendo el medidor tipo Coriolis el que más presencia tiene, siendo empleado en 19 campos. Esta preferencia tiene una posible explicación: al proporcionar simultáneamente mediciones directas de masa y densidad, estos equipos ofrecen un control adicional que resulta valioso para validar Balances de hidrocarburos y detectar inconsistencias operativas.

En mediciones de transferencia de custodia, generalmente se trabaja con fluidos que ya han pasado por procesos de acondicionamiento para mejorar su Calidad, por lo que no es extraño que aumente el uso de medidores que requieren de fluidos más limpios para garantizar su buen funcionamiento. En este caso los medidores tipo turbina toman la delantera siendo empleados en 29 campos, seguidos por los medidores Coriolis y ultrasónicos, que son utilizados en 22 y 21 campos respectivamente.

Para mediciones fiscales, los medidores ultrasónicos dominan el panorama con presencia en 49 campos, seguidos de cerca por las turbinas en 46 campos. Esta preferencia no es una simple casualidad, pues ambas tecnologías han demostrado su capacidad para cumplir con las exigencias de precisión y exactitud requeridas por los LTMMH en este tipo de mediciones, donde hasta el más mínimo error derivaría en consecuencias legales y comerciales.

Por último, durante la recopilación de datos para esta investigación se pudo notar que existe un porcentaje no despreciable de campos de los que no se encuentra especificada la información relacionada con algunos tipos de mediciones o directamente no están disponibles sus Dictámenes de los Planes de Desarrollo para la Extracción. En el caso del primer tipo de faltantes, es posible que la información se haya omitido al no considerarse obligatoria, como es el caso de las mediciones operacionales, de referencia y de transferencia, pues salvo un caso, la información faltante de las mediciones fiscales responde a la falta de Dictámenes publicados. La razón detrás de este segundo tipo de faltantes es que existen ciertos campos cuyos planes de desarrollo fueron aprobados en conjunto en los primeros años de funcionamiento de la CNH.

Tabla 3. *Medidores utilizados para la medición de aceite en Asignaciones offshore.*

Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.

Medidores utilizados para la medición de aceite en Asignaciones offshore				
Tipo de medidor	Medición Operacional	Medición Referencial	Medición de Transferencia	Medición Fiscal
Turbina	0	2	29	46
Ultrasónico	0	11	21	49
Multifásico	17	2	0	0
Placa de orificio	20	3	0	0
Medición estática	3	4	0	0
V-Cone	1	2	0	0
Coriolis	13	19	22	15
Desplazamiento positivo	0	0	7	16
No se realiza	1	7	3	1
Sin información/No especificado	11	21	18	6
Estimación teórica indirecta	3	1	1	1

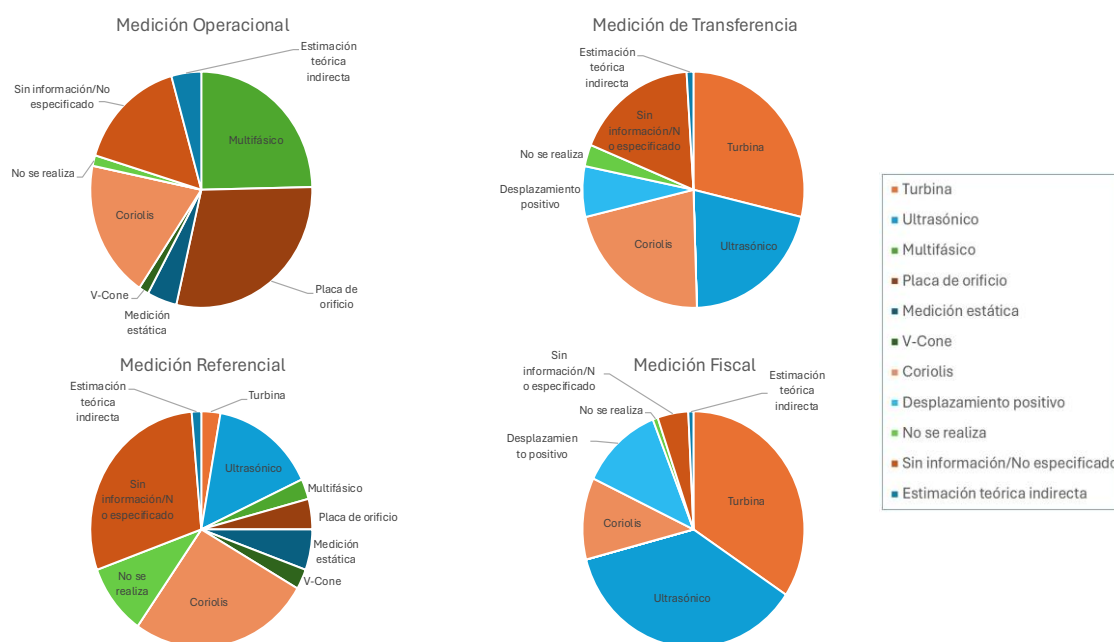


Figura 18. Distribución de tecnologías de medición de aceite en Asignaciones offshore según el tipo de medición.
 Nota. Elaboración propia con información obtenido de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.

3.6.3.2 Medidores utilizados en la medición de aceite en Áreas Contractuales costa afuera

En las Áreas Contractuales existen algunas variaciones interesantes que vale la pena mencionar. Para empezar, en las mediciones operacionales existe una mayor preferencia por las tecnologías multifásicas utilizadas en 5 campos, lo que podría parecer un número bajo hasta que recordamos que representa el 55.55% de los campos administrados bajo la modalidad de Contratos.

Lo siguiente que llama la atención es que las mediciones de referencia y de transferencia de custodia existe un alto número de campos en los que no se realizan mediciones, esto refleja una variación técnica en la administración de campos que operan bajo la modalidad de Contratos respecto a los que operan a través de Asignaciones. En primer lugar, el número de campos que cada operador privado administra es significativamente menor a los que administra Pemex, por lo que no existe la misma necesidad de realizar mediciones para el control en los Balances de producción. Por otro lado, la infraestructura con la que cuenta Pemex es tan grande que es necesario realizar tanto mediciones de referencia como de transferencia en distintos puntos de entrega interna para tener un mejor control en los diferentes procesos por los que atraviesan los hidrocarburos, caso contrario de los operadores privados que, aunque sí realizan estas operaciones, lo hacen a menor escala.

No obstante, al ser una obligación para el cálculo de impuestos y contraprestaciones, en todos los campos se realizan mediciones fiscales, a través de Puntos de Medición aprobados actualmente por la SENER, en las que existe un ligero dominio por parte de los medidores Coriolis seguido inmediatamente por los medidores ultrasónicos.

Tabla 4. *Medidores utilizados para la medición de aceite en Áreas Contractuales offshore.*

Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.

Medidores utilizados para la medición de aceite en Áreas Contractuales offshore				
Tipo de medidor	Medición Operacional	Medición Referencial	Medición de Transferencia	Medición Fiscal
Turbina	0	0	0	1
Ultrasónico	2	0	2	3
Multifásico	5	0	0	0
Placa de orificio	0	0	0	2
Medición estática	0	2	0	0
V-Cone	0	0	2	0
Coriolis	2	5	1	4
No se realiza	0	4	6	0

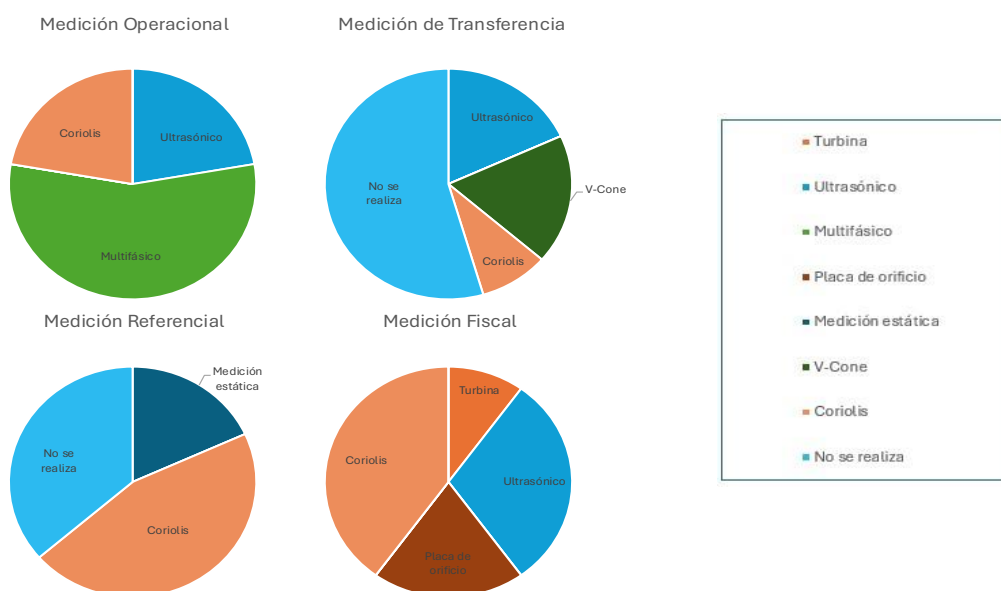


Figura 19. *Distribución de tecnologías de medición de aceite en Áreas Contractuales offshore según el tipo de medición.*

Nota. Elaboración propia con información obtenido de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.

3.6.3.3 Medidores utilizados en la medición de gas en Asignaciones costa afuera

En la medición de Gas Natural existe una clara preferencia por las placas de orificio, siendo utilizadas en 51 campos para mediciones fiscales, 31 campos las emplean para mediciones de transferencia, 28 para referencia y 25 para operacional. Este claro dominio haya raíz en el balance óptimo entre costo, confiabilidad y precisión que ofrece esta tecnología, además de contar con estándares consolidados como el AGA-3 que facilitan la implementación de mejores prácticas y .

Los medidores ultrasónicos ocupan un segundo lugar estratégico, particularmente en medición referencial (15 campos) y de transferencia (17 campos). Su creciente adopción podría deberse a lo ya mencionado en un apartado anterior: no generan obstrucciones al flujo y requieren menor mantenimiento, características especialmente valiosas en ambientes *offshore* donde cada intervención representa un costo considerable.

Tabla 5. Medidores utilizados para la medición de gas en Asignaciones offshore.

Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.

Medidores utilizados para la medición de gas en Asignaciones offshore				
Tipo de medidor	Medición Operacional	Medición Referencial	Medición de Transferencia	Medición Fiscal
Turbina	0	0	2	2
Ultrasónico	1	15	17	4
Multifásico	15	0	0	0
Placa de orificio	25	28	31	51
V-Cone	4	16	2	0
Coriolis	9	1	1	2
Tubo Venturi	0	2	0	0
No se realiza	0	3	3	0
Sin información/No especificado	10	20	16	7
Estimación teórica indirecta	2	1	0	1

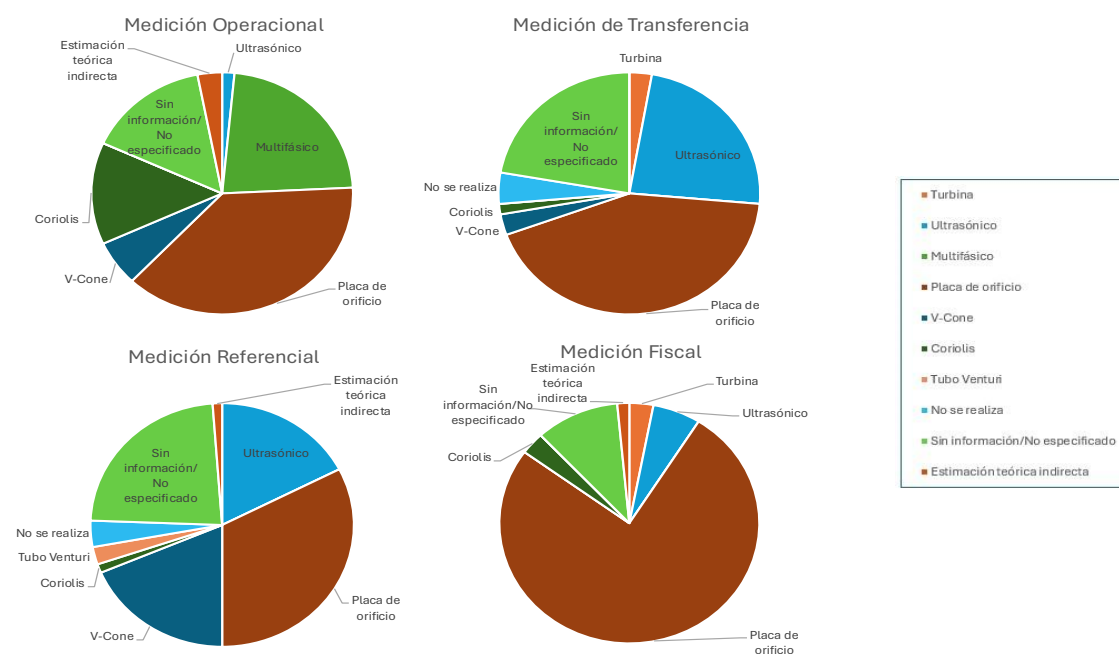


Figura 20. Distribución de tecnologías de medición de gas en Asignaciones offshore según el tipo de medición.
 Nota. Elaboración propia con información obtenido de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.

3.6.3.4 Medidores utilizados en la medición de gas en Áreas Contractuales costa afuera

Las Áreas contractuales presentan un panorama donde se dan paso a tecnologías más modernas. Los medidores ultrasónicos predominan sobre las placas de orificio en las mediciones operacionales, de referencia y fiscales. Esto refleja una disposición a adoptar innovaciones que ofrezcan ventajas operativas, especialmente en términos de flexibilidad y menores requerimientos de mantenimiento.

Tabla 6. *Medidores utilizados para la medición de gas en Áreas Contractuales offshore.*
 Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.

Medidores utilizados para la medición de gas en Áreas Contractuales offshore				
Tipo de medidor	Medición Operacional	Medición Referencial	Medición de Transferencia	Medición Fiscal
Ultrasónico	7	3	1	5
Multifásico	5	0	0	0
Placa de orificio	5	0	2	1
V-Cone	1	0	0	0
Coriolis	0	1	0	2
No se realiza	0	2	6	0
Sin información/No especificado	0	1	0	1

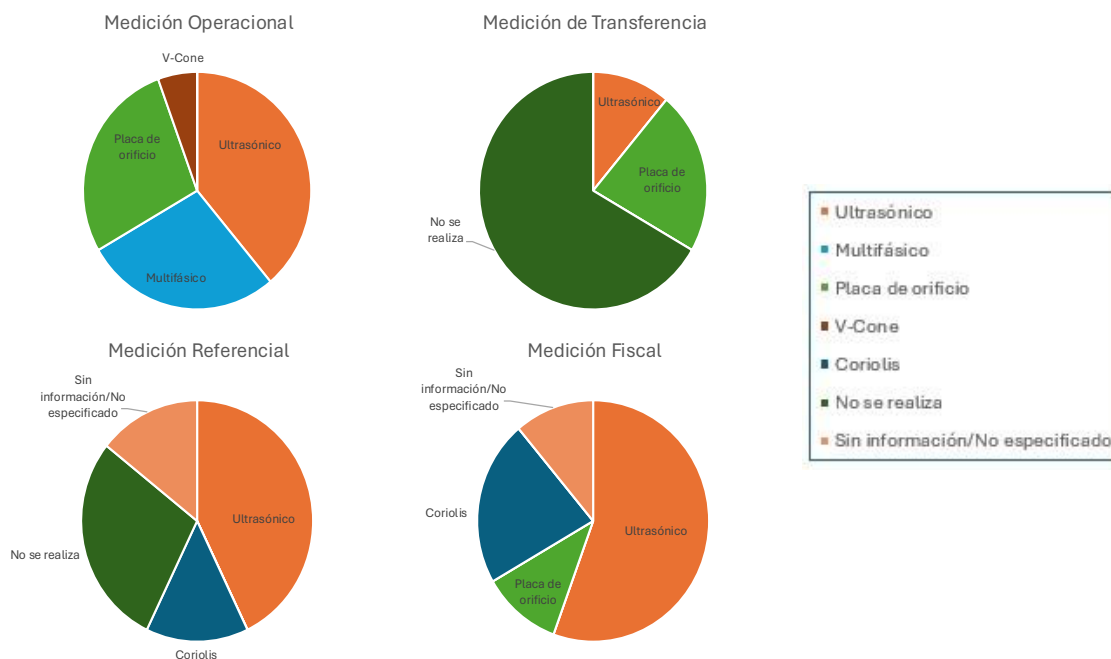


Figura 21. *Distribución de tecnologías de medición de gas en Áreas Contractuales offshore según el tipo de medición.*
 Nota. Elaboración propia con información obtenido de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.

CAPÍTULO 4. PROCESOS DE ACONDICIONAMIENTO

Cuando los hidrocarburos son extraídos de los yacimientos no presentan condiciones aptas para su comercialización, en boca de pozo los fluidos suelen estar compuestos por mezclas multifásicas de aceite, gas, agua y, en ocasiones, sólidos y compuestos corrosivos o tóxicos como el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S), características que reducen el valor comercial del hidrocarburo y que además representan un desafío para su transporte seguro y para la integridad de los sistemas de procesamiento y medición. Por estas razones, los hidrocarburos deben someterse a una serie de procesos de acondicionamiento que buscan remover impurezas y estabilizar las propiedades de los fluidos antes de que lleguen a las etapas de transporte, almacenamiento o medición fiscal.

Esto no es arbitrario, sino que responde a la necesidad de cumplir con las especificaciones de Calidad establecidas en contratos comerciales y en la legislación, así como de optimizar la operación en términos de eficiencia, seguridad y exactitud metrológica.

En este contexto, las técnicas de acondicionamiento más relevantes son: la separación, que permite dividir las fases de aceite, gas y agua; la deshidratación, orientada a reducir el contenido de agua libre y emulsionada en el aceite; la desalación, que busca remover las sales disueltas en el agua de formación que acompaña al aceite; la estabilización, empleada para controlar la presión de vapor y mejorar las condiciones de transporte y almacenamiento de los líquidos; la rectificación del gas, que ajusta la composición del gas natural eliminando fracciones pesadas y líquidos; la deshidratación del gas, cuyo propósito es la reducción de la humedad presente en el gas; y el endulzamiento, cuyo fin es remover contaminantes ácidos que afectan la seguridad y la Calidad del gas natural.

Cada uno de estos procesos cumple una función específica dentro de la cadena de valor de los hidrocarburos y se integra en un tren de acondicionamiento diseñado para asegurar que el producto final no solo sea comerciable, sino que también pueda medirse con la precisión exigida en transacciones de transferencia y fiscales.

4.1 Separación

La separación constituye la primera etapa del acondicionamiento de los hidrocarburos y su objetivo es dividir físicamente las fases producidas en el pozo (aceite, gas y agua) para que cada una pueda

ser procesada/manejada de acuerdo con sus propias características. Al llegar a la superficie, los fluidos atraviesan una despresurización y una disminución de temperatura que los deja en condiciones inestables, provocando la liberación de gas disuelto, condensaciones y favoreciendo la formación de emulsiones de agua en aceite. Si estas características no son corregidas con un adecuado proceso de separación, pueden comprometer las etapas posteriores de acondicionamiento, así como la exactitud en las mediciones (Gómez Cabrera, Becerril Cárdenas, & Flores Sánchez, 1986).

Los procesos de separación se basan principalmente en el principio físico de separación por diferencia de densidades. Esto se puede entender de manera muy sencilla si imaginamos que nuestros fluidos producidos se encuentran en un recipiente a condiciones controladas, el gas, al ser menos denso, se acumularía en la parte superior; el agua, con mayor densidad, se depositaría en el fondo; mientras que el petróleo se concentraría en la zona intermedia. Para ello se emplean separadores, que son recipientes metálicos presurizados diseñados con geometrías y dispositivos internos que incrementan la eficiencia de la separación.

En general el proceso de separación se desarrolla a través de cuatro secciones principales que operan de manera secuencial y complementaria (como se muestra en la Figura 22) (Gómez Cabrera, Becerril Cárdenas, & Flores Sánchez, 1986). La sección de separación primaria se fundamenta en la modificación de la trayectoria del flujo mediante un cambio brusco de dirección. Este cambio direccional puede implementarse a través de dos configuraciones principales: una entrada tangencial que permite el ingreso de los fluidos al separador siguiendo una trayectoria curva o mediante la instalación estratégica de una placa deflectora en la entrada del equipo. Ambas configuraciones inducen una fuerza centrífuga al flujo multifásico, generando la separación eficiente de grandes volúmenes de líquido debido a las diferencias de densidad entre fases. Este mecanismo aprovecha la mayor densidad del líquido para proyectarlo hacia las paredes del separador, mientras que el gas, de menor densidad, tiende a permanecer en la zona central.

Posteriormente, en la sección de separación secundaria se maximiza la remoción de gotas de líquido suspendidas en la corriente gaseosa. El mecanismo predominante es la separación gravitacional, razón por la cual resulta fundamental minimizar la turbulencia del flujo, para lograrlo, el separador debe contar con una longitud suficiente que permita el tiempo de residencia necesario para que actúe efectivamente la fuerza de gravedad, aunque algunos diseños incorporan veletas o aspas

direccionales que contribuyen a reducir aún más la turbulencia del flujo, funcionando simultáneamente como superficies colectoras donde se adhieren las gotas de líquido. La eficiencia de separación en esta sección depende principalmente de las propiedades físicas de gas y del líquido (densidad, viscosidad, tensión superficial), el tamaño de las gotas de líquido en suspensión y el grado de turbulencia presente en el flujo.

La tercera etapa corresponde a la extracción de niebla, que tiene como función eliminar del gas las gotas de líquido de menor tamaño que no fueron separadas en las etapas anteriores. Los mecanismos de separación empleados son el efecto de choque y la fuerza centrífuga, los cuales permiten que las pequeñas gotas se depositen sobre superficies específicas donde se acumulan y coalescen para formar gotas de mayor tamaño. Una vez formadas estas gotas de mayor tamaño, son drenadas a través de conductos hacia la sección de acumulación de líquidos o caen por gravedad contra la corriente de gas hacia la sección de separación primaria. El dispositivo utilizado en esta etapa, conocido como extractor de niebla, puede estar constituido por un conjunto de veletas metálicas, mallas de alambre entretejido, o sistemas de tubos ciclónicos, cada uno optimizado para diferentes condiciones operativas.

Finalmente, la sección de almacenamiento de líquidos cumple la función de almacenar temporalmente y descargar de manera controlada el líquido de la corriente gaseosa. El diseño debe contemplar capacidad suficiente para manejar los posibles baches o *slug* de líquido que pueden presentarse durante la operación normal del sistema. Esta sección requiere instrumentación especializada para el control preciso del nivel de líquido, compuesta típicamente por un controlador e indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga automática. La ubicación de esta sección dentro del separador debe garantizar que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del equipo.

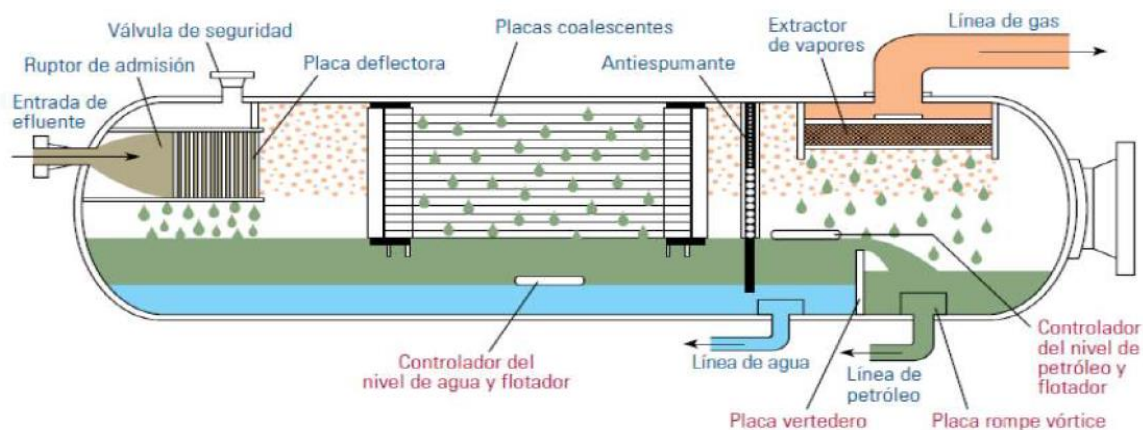


Figura 22. Partes de un separador horizontal trifásico convencional.

Nota. Tomado de “El separador de próxima generación: Un cambio de reglas”, por Simps P., 2010, Oilfield Review (Schlumberger).

Existen tres configuraciones principales de separadores: verticales, horizontales y esféricos.

- **Separadores verticales:** son compactos y se utilizan comúnmente cuando el espacio en superficie es limitado. Son particularmente efectivos para manejar fluidos con alto contenido de sólidos o líquido arrastrados en el gas, ya que la dirección ascendente del flujo facilita la caída de gotas y partículas.
- **Separadores horizontales:** ofrecen una mayor área de contacto entre fases y un tiempo de residencia más prolongado, lo que mejora la eficiencia en la separación de agua y aceite.
- **Separadores esféricos:** menos comunes, se emplean en operaciones donde se requiere un diseño compacto y ligero, aunque su capacidad de manejo de grandes volúmenes es limitada (Gómez Cabrera, Becerril Cárdenas, & Flores Sánchez, 1986).

Aunque lo más común al hablar de la separación de hidrocarburos es mencionar la separación primaria a la salida del pozo, es necesario aclarar que los hidrocarburos no solo atraviesan por un solo proceso de separación, y tampoco hay un número concreto de etapas de separación, sino que estas se diseñan en función de las características de los fluidos producidos para facilitar su manejo y procesamiento. Por ejemplo, en instalaciones de manejo de gas natural la separación cumple la función crítica de remover líquidos arrastrados que, de no ser retirados, afectarían la operación de los compresores, tuberías y otros equipos, por ello, en trenes de gas se incorpora el número adecuado de separadores y trampas de líquido para asegurar un gas más seco antes de procesos posteriores como la rectificación o el endulzamiento.

4.2 Deshidratación del aceite

Una de las principales impurezas que acompañan al crudo producido es el agua de formación, que puede encontrarse en forma de agua libre, fácilmente separable, o como parte de emulsiones estables de agua en aceite, cuya ruptura requiere de procesos más complejos. En este contexto, la deshidratación puede entenderse como un proceso cuyo objetivo es reducir al mínimo posible el contenido de agua en el aceite, ya que su presencia afecta negativamente el valor comercial del hidrocarburo, además de provocar corrosión y formación de incrustaciones en ductos y equipos de procesos.

Teniendo en mente lo anterior, en cualquier proceso de deshidratación el primer paso es la eliminación del agua libre, no solo porque es la más fácil de separar sino porque su presencia reduce la eficiencia de los procesos desemulsificantes elevando los costos y requerimientos de energía. Para la eliminación de agua libre se emplean separadores trifásicos y equipos eliminadores de agua libre, que utilizan métodos mecánicos para poder separar el agua del aceite.

Por otro lado, para eliminar el agua emulsionada, es necesario romper la emulsión y generar la coalescencia de las gotas de agua, de manera que puedan sedimentarse y ser removidas. Para ello se emplean diferentes métodos que pueden ser utilizados por separado o en combinación (Gómez Cabrera, Becerril Cárdenas, & Flores Sánchez, 1986):

- a) Métodos mecánicos: funcionan principalmente aprovechando la separación por gravedad, proporcionan un tiempo de residencia suficiente para que las fases se separen.
- b) Métodos térmicos: se incrementa de la temperatura disminuyendo la viscosidad del crudo y favoreciendo la coalescencia de gotas de agua.
- c) Métodos químicos: basados en la adición de desemulsificantes que alteran la estabilidad de la película interfacial que rodea a las gotas de agua, permitiendo su unión y posterior sedimentación.
- d) Métodos eléctricos: en instalaciones modernas se utilizan deshidratadores electrostáticos, que aplican un campo eléctrico de alta tensión sobre el crudo emulsionado. Este campo provoca la polarización y coalescencia de las gotas de agua, acelerando su separación incluso en emulsiones muy estables y en crudos de alta viscosidad.

La importancia de la deshidratación no se limita a mejorar la Calidad comercial del petróleo, reduciendo el contenido de agua y sedimentos hasta niveles aceptables en contratos de compraventa. También constituye una etapa fundamental para la medición, ya que la presencia de agua afecta directamente el volumen neto de hidrocarburos.

4.3 Desalación del aceite

El agua libre y emulsionada que se encuentra presente el petróleo crudo producido, contiene sales disueltas, principalmente cloruros de sodio, calcio y magnesio. Estas sales, cuando no son removidas, representan un problema significativo para el transporte, refinación y comercialización del hidrocarburo. Durante el proceso de refinación, por ejemplo, los compuestos salinos favorecen la corrosión en las unidades de destilación y pueden generar incrustaciones que reducen la eficiencia térmica de los equipos, es por esto que antes de pasar por ciertos procesos el crudo debe someterse a un proceso de desalación (Gómez Cabrera, Becerril Cárdenas, & Flores Sánchez, 1986; Martínez Quiroz, 2009).

La desalación se basa en el principio de que las sales presentes en el aceite no se encuentran disueltas directamente en él, sino en el agua producida que forma parte de emulsiones de agua en crudo. Por tanto, el proceso consiste en romper esas emulsiones, remover el agua asociada y, con ella, las sales disueltas. En la práctica, la desalación se realiza mediante un lavado del crudo con agua dulce y la posterior aplicación de calor y agentes químicos que facilitan la coalescencia de las gotas, de esta manera, el agua salina contenida en el aceite es desplazada y reemplazada por agua dulce, más fácil de separar en etapas subsiguientes.

En algunas instalaciones, la desalación se lleva a cabo en desoladores electrostáticos, equipos similares a los deshidratadores, en los que la aplicación de un campo eléctrico de alta tensión acelera la coalescencia de gotas de agua y su sedimentación. El diseño interno de estos equipos permite manejar grandes volúmenes de crudo, logrando reducciones de sales hasta niveles inferiores a 10 [lb]/1000 [bbl], que son los estándares de aceptación en transacciones comerciales (Martínez Quiroz, 2009).

4.4 Estabilización del aceite

El aceite, además de contener agua y sales, posee componentes volátiles que tienden a liberarse cuando el fluido experimenta variaciones de presión y temperatura durante su manejo en superficie. Estos compuestos, principalmente hidrocarburos ligeros como propano y butano son responsables de que el crudo tenga una presión de vapor elevada, lo cual representa riesgos de seguridad en el almacenamiento y transporte, además de generar pérdidas económicas por evaporación. El proceso de estabilización busca precisamente reducir la fracción de componentes volátiles en el crudo, con el fin de disminuir su presión de vapor y garantizar que el producto pueda manejarse de forma segura en las siguientes etapas de la cadena de valor.

El proceso de estabilización consiste en inducir una separación selectiva de las fracciones más volátiles mediante la aplicación de calor y una disminución controlada de la presión (Gómez Cabrera, Becerril Cárdenas, & Flores Sánchez, 1986). En términos prácticos, el crudo se introduce en torres de estabilización (Figura 23), equipos diseñados para promover el contacto entre líquido y el vapor bajo condiciones que favorecen la liberación de los hidrocarburos más ligeros, los cuales una vez separados en forma de vapores, pueden ser aprovechados como gas natural. Por otro lado, el crudo estabilizado, con una presión de vapor reducida, puede ser transportado, almacenado o procesado con mayor seguridad.

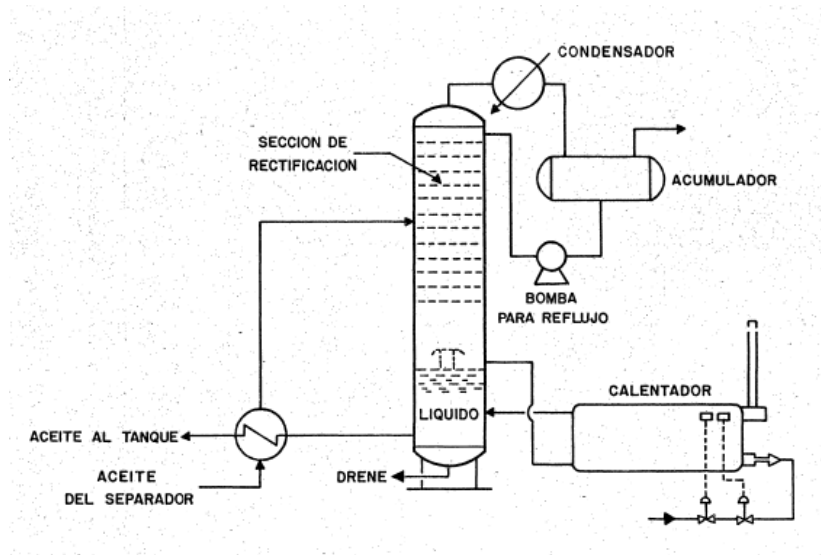


Figura 23. *DIAGRAMA DE UNA UNIDAD ESTABILIZADORA.*

Nota. Tomado de “APUNTES DE MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN LA SUPERFICIE”, por Gómez Cabrera, Becerril Cárdenas & Flores Sánchez, 1986, Universidad Nacional Autónoma de México.

La estabilización no solo responde a condiciones operativas, sino también a especificaciones comerciales. Los contratos suelen establecer límites máximos para la Presión de Vapor Reid (RVP por sus siglas en inglés), que aseguran que el producto pueda almacenarse sin riesgo de pérdidas excesivas por evaporación o formación de atmósferas explosivas.

4.5 Rectificación del gas

En el acondicionamiento del gas natural, además de la separación primaria, se requiere en muchos casos un proceso adicional para remover cantidades residuales de líquidos (gotas muy finas de agua e hidrocarburos condensados) o partículas sólidas que no pueden ser eliminadas únicamente mediante la acción gravitacional o centrífuga. Para ello se utilizan los rectificadores de gas, equipos especializados que se instalan principalmente antes de compresores o estaciones de compresión.

El principio de funcionamiento de los rectificadores se basa en la coalescencia y posterior separación de gotas muy finas de líquido presentes en la corriente de gas. Al ingresar al rectificador (Figura 24), el gas entra en contacto con elementos de filtración, donde el vapor de agua y otras fases dispersas (como hidrocarburos más pesados) forman gotas más grandes que posteriormente pueden ser separadas de manera más eficiente. Esta primera etapa de coalescencia se complementa con una segunda etapa de extracción de niebla, en la que se retiran las gotas que se han aglomerado, logrando así una corriente de gas con una menor cantidad de contaminantes líquidos (Flores Terrones, 2017).



Figura 24. Partes del rectificador.

Nota. Tomado de “PROCESO Y MANEJO DE GAS”, por Gómez Oropeza, 2015, Universidad Nacional Autónoma de México.

Desde el punto de vista constructivo, los rectificadores pueden presentar configuraciones horizontales o verticales, y su diseño depende tanto de la eficiencia requerida como de la naturaleza de los líquidos y sólidos presente.

La rectificación del gas es una etapa intermedia y crucial dentro del acondicionamiento del gas natural, con este proceso es posible asegurar que la corriente esté libre de líquidos residuales y partículas que, de no ser removidos, podrían dañar algunos equipos como los compresores o las turbinas.

4.6 Endulzamiento del gas

El gas natural producido en los yacimientos puede contener compuestos ácidos como el dióxido de carbono (CO_2) y, en especial, sulfuro de hidrógeno (H_2S), cuya presencia reduce el poder calorífico del gas, aumenta su potencial corrosivo en ductos y equipos, y representa un riesgo para la seguridad de las operaciones, ya que el H_2S es altamente tóxico incluso en bajas concentraciones. Por estas razones, antes de ser transportado o comercializado, el gas debe someterse a un proceso de endulzamiento, para así remover o reducir estas impurezas hasta niveles que cumplan con las especificaciones de Calidad y seguridad establecidas por normas y contratos.

El principio de este proceso se basa en la afinidad química que tienen ciertos solventes para absorber los compuestos ácidos presentes en el gas, siendo el método más común el de la absorción selectiva en soluciones de aminas, como la dietanolamina (DEA) o la metildietanolamina (MDEA). En este proceso el gas se hace pasar a través de torres de contacto donde se pone en contacto con la solución absorbente, la cual captura el H_2S y el CO_2 (Gómez Oropeza, 2015). Posteriormente, esta solución cargada se regenera mediante calentamiento en una torre de despojamiento, liberando los contaminantes y permitiendo que el solvente pueda reutilizarse.

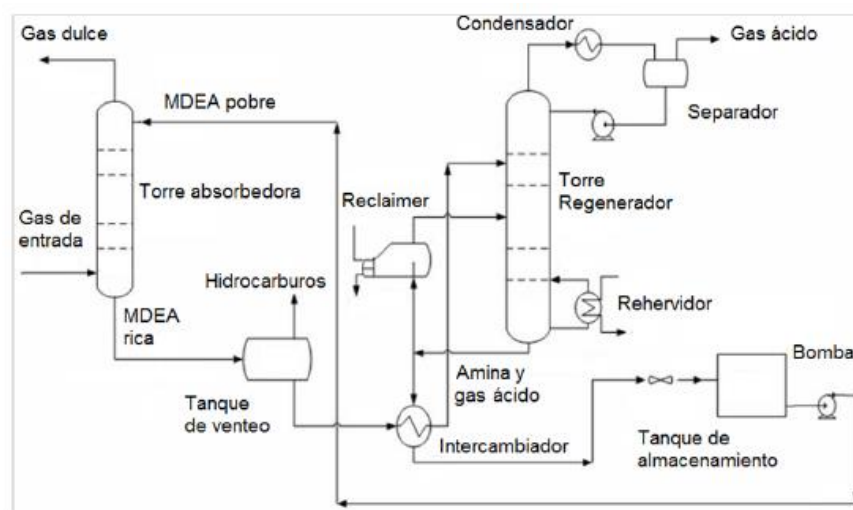


Figura 25. *Proceso de endulzamiento con aminas.*

Nota. Tomado de “PROCESO Y MANEJO DE GAS”, por Gómez Oropeza, 2015, Universidad Nacional Autónoma de México.

El resultado del endulzamiento es un gas “dulce”, es decir, libre de H_2S y con un contenido reducido de CO_2 , apto para su transporte y comercialización. Además, al eliminar los gases ácidos, se protege la integridad de ductos, equipos de compresión y plantas de fraccionamiento, además de facilitar la aplicación de ecuaciones de esta para la medición del gas.

4.7 Deshidratación del gas

El gas natural extraído de los yacimientos suele llegar acompañado de vapor de agua en cantidades que dependen de la presión, la temperatura y las condiciones del propio yacimiento. La presencia de agua en el gas representa un problema operativo y de seguridad: puede condensarse en los ductos formando líquidos que dificultan el flujo, generar hidratos que bloquean válvulas y líneas de transporte, e incrementar los procesos de corrosión al combinarse con gases ácidos como el H_2S y el CO_2 .

Debido a lo anterior, el gas debe pasar por un proceso de deshidratación, el cual se basa en la reducción de la humedad absoluta del gas mediante procesos de absorción y adsorción. Uno de los métodos más comunes en la industria es la absorción con trietilenglicol (TEG), en el cual el gas húmedo se pone en contacto con el glicol en torres empacadas o de bandejas, donde el solvente captura las moléculas de agua. Posteriormente, el TEG cargado se regenera en un sistema de calentamiento que libera el agua absorbida permitiendo su recirculación (Gómez Oropeza, 2015).

El gas deshidratado presenta una mayor estabilidad térmica e hidráulica, reduciendo riesgos de formación de hidratos y corrosión a lo largo de las líneas de transporte, garantizando la continuidad operativa de las instalaciones, así como el cumplimiento de las de los parámetros de Calidad exigidos. Por lo que la deshidratación del gas no debe entenderse como un proceso aislado, sino como un eslabón clave dentro del tren de acondicionamiento que prepara al gas para las etapas posteriores.

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE CASOS REALES: RECORRIDO, PROCESAMIENTO Y MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN CAMPOS PETROLEROS COSTA AFUERA.

La comprensión de los principios teóricos y de los elementos técnicos que conforman los sistemas de medición resulta incompleta si no se contrasta con la práctica en campo. Los hidrocarburos producidos en yacimientos marinos atraviesan un recorrido complejo antes de ser entregados en los puntos de medición fiscal: desde su extracción inicial en los pozos, pasando por múltiples etapas de separación y acondicionamiento, hasta llegar a instalaciones de almacenamiento, transporte o exportación. Cada una de estas etapas implica decisiones operativas y tecnológicas que buscan garantizar la continuidad de la producción, la Calidad de los productos finales y la exactitud en las mediciones.

Tal y como vimos en el segundo capítulo, previo a la Ley del Sector Hidrocarburos (2025), la CNH era la encargada de supervisar y regular las actividades de los operadores petroleros en lo referente a la exploración y extracción de hidrocarburos, entre sus funciones se incluía la emisión de Dictámenes Técnicos sobre los Planes de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos, en los cuales se describen los esquemas de producción, procesamiento y medición implementados por los operadores. A la fecha de realización de esta investigación, estos documentos constituyen la última fuente oficial que permite conocer con detalle cómo se configuran los sistemas de medición en los distintos campos costa afuera, cuáles son los puntos de medición establecidos y qué tecnologías se utilizan para asegurar la trazabilidad de los volúmenes de los hidrocarburos producidos.

Con esto en mente, en el presente capítulo se analizará y describirá de manera general el recorrido de los hidrocarburos producidos en 5 campos petroleros: Maloob, Trión, Amoca, Miztón y Tecoalli. El primero es operado por Pemex bajo el esquema de Asignaciones, el segundo perteneciente a un Área Contractual operada por Woodside Energy y localizado en aguas profundas, y los últimos tres pertenecientes a una misma Área Contractual en aguas someras que es operada por ENI. El análisis presentado ayudará a visualizar cómo se aplica a casos reales la teoría revisada en capítulos anteriores. Permitiendo no solo contrastar las operaciones realizadas en el modelo de Asignaciones y las realizadas por operadores privados que operan al amparo de contratos, sino que también se podrá hacer un contraste entre las operaciones en aguas someras y en aguas profundas. Cada caso

será analizado con base en la información contenida en los dictámenes técnicos emitidos por la CNH.

5.1 Recorrido y medición de hidrocarburos en el campo Maloob

El campo Maloob es operado por Pemex E&P y pertenece a la Asignación A-0203-4M-CAMPO MALOOB. En este campo, la producción de hidrocarburos inicia en los pozos perforados sobre los yacimientos Cretácico Superior-Medio-Inferior (BTPK), Eoceno Medio (EM) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), los cuales producen una mezcla de aceite negro pesado, gas y agua. Estos fluidos son conducidos a través de líneas de flujo hacia los separadores trifásicos instalados en las plataformas de producción Maloob, donde se realiza la medición operacional con medidores tipo placa de orificio para cuantificar de manera preliminar los volúmenes de los fluidos producidos por cada pozo, y aunque estas mediciones presentan un nivel alto de incertidumbre, resulta indispensable para la gestión operativa y el diagnóstico de la productividad de los pozos. En la información consultada no se precisa si se realizan aforos de pozo que pudiesen ayudar a obtener estimaciones más representativas de la producción individual de cada pozo.

Una vez realizada la separación inicial, los hidrocarburos son enviados mediante oleogasoductos y gasoductos a los centros de proceso Ku-H, Ku-M, Akal-J, etc. Instalaciones nodales del complejo Ku-Maloob-Zaap en las que se ejecutan separaciones secundarias y acondicionamientos básicos, que incluyen estabilización del crudo y reducción del contenido de agua. En este punto se lleva a cabo la medición referencial, donde se integran los volúmenes de varias plataformas. Para ello, Pemex utiliza medidores tipo Coriolis y ultrasónicos, además de placas de orificio para la medición del gas en algunos ductos de transferencia. Estas mediciones son fundamentales para validar los Balances de producción y asegurar que los volúmenes transportados sean consistentes con los reportados.

El gas asociado a la producción de Maloob es conducido hacia instalaciones de compresión y acondicionamiento localizadas en Zaap-C, Ku-S y Atasta, donde se llevan a cabo procesos de compresión y endulzamiento, eliminando principalmente dióxido de carbono y ácido sulfhídrico, en estos puntos también se realizan mediciones de referencia con tecnología tipo V-Cone. Una parte de este gas es aprovechado para reinyección y mantenimiento de presión en los yacimientos, mientras que el excedente es enviado hacia el Centro de Distribución de Gas Marino Nuevo Pemex y a los

Complejos Procesadores de Gas (CPG) de Ciudad Pemex, Nuevo Pemex Cactus. En las plantas procesadoras, se realizan las mediciones fiscales, empleando medidores de placa de orificio, acompañados de sistemas de cromatografía de gases para determinar su composición y poder calorífico conforme al estándar AGA-8.

En paralelo, los condensados separados junto con el gas en instalaciones como Atasta y en los complejos de procesamiento son enviados hacia plantas de tratamiento como Cactus y Nuevo Pemex, donde se efectúa su estabilización. Allí se cuantifican mediante medidores Coriolis y placas de orificio, con registros que alimentan los Balances de producción y comercialización.

En cuanto al crudo, una fracción de la producción de Maloob es enviada al FPSO Yúum K'ak'náab, donde se llevan a cabo procesos de deshidratación y desalado mediante unidades electrostáticas *dual frequency*, con el fin de asegurar que el aceite cumpla con las especificaciones de exportación, particularmente en cuanto al contenido de agua y sales, además aquí se añade un Punto de Medición de transferencia con tecnología ultrasónica. Una vez estabilizado, el crudo es almacenado temporalmente en el propio FPSO o transportado hacia la Terminal Marítima Cayo Arcas, la Terminal Marítima Dos Bocas y el Centro Comercializador de Crudo Palomas, que fungen como puntos de medición fiscal incluyendo al FPSO. En ellos se utilizan medidores tipo Coriolis, turbina, desplazamiento positivo y ultrasónicos para realizar las mediciones.

Como se puede apreciar tanto en el análisis anterior como en las Figuras 26 y 27, los hidrocarburos producidos en el campo Maloob son distribuidos a múltiples puntos de acondicionamiento, lo que en consecuencia genera la existencia de múltiples puntos de medición. Es necesario recordar que Pemex debe manejar la producción de múltiples campos, por lo que para manejar los grandes volúmenes de hidrocarburos es necesario distribuirlos en toda su red de instalaciones, algo que contrasta con la operación de las empresas privadas.

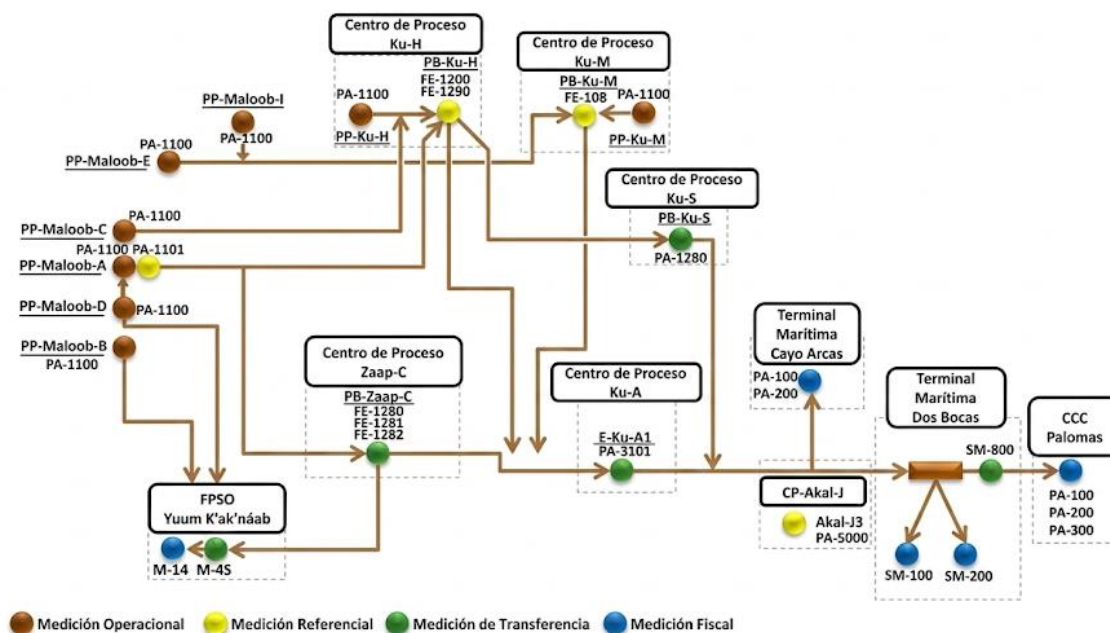


Figura 26. Manejo y Medición de Petróleo de la Asignación Única Fase (Redibujado).

Nota. Adaptado de “Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. Asignación A-0203-4M-Campo Maloob”, por Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2024,
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/942907/II.1_DT_Maloob_2024.pdf

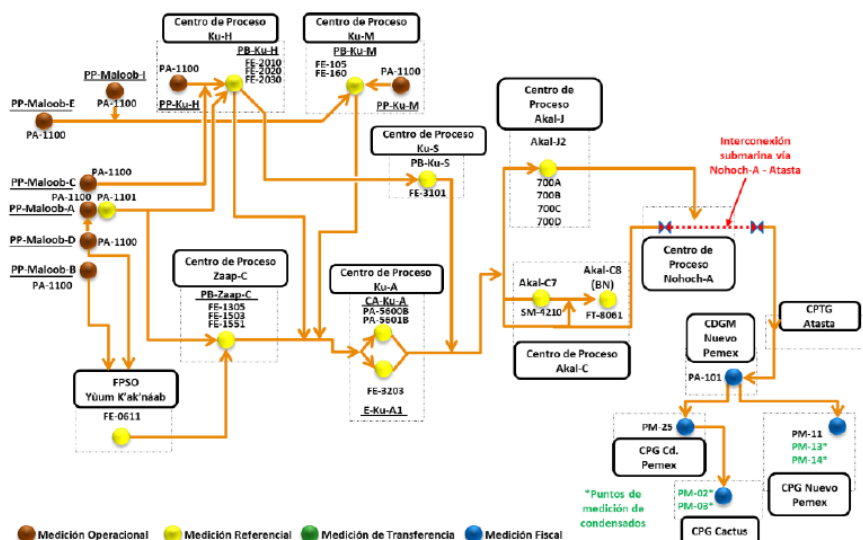


Figura 27. Manejo y Medición de Gas de la Asignación, a partir de diciembre de 2024.

Nota. Tomado de “Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. Asignación A-0203-4M-Campo Maloob”, por Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2024,
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/942907/II.1_DT_Maloob_2024.pdf

5.2 Recorrido y medición de hidrocarburos en los campos Amoca, Miztón y Tecoalli

Los campos Amoca, Miztón y Tecoalli pertenecen al Área Contractual CNH-R01-L02-A1/2015 y son operados por ENI al amparo de un contrato con modalidad de producción compartida. En estos campos la producción de los hidrocarburos inicia en los pozos perforados en los yacimientos Cinco Presidentes, Orca 2, Orca Deep, Orca Este y Orca Oeste, en los que se produce una mezcla de aceite negro mediano, gas y agua. Estos fluidos son conducidos mediante líneas submarinas hacia las plataformas de producción Amoca WHP1, Amoca WHP2 y Tecoalli Monopodo, desde donde son enviados directamente a la unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga FPSO Miamte MV-34. En estas primeras instalaciones, la cuantificación de limita a una medición operacional, destinada a dar seguimiento al desempeño de los pozos, esta se realiza a través de sistemas de separación y medidores multifásicos, teniendo altos niveles de incertidumbre.

Una vez recibida la producción en el FPSO, se efectúa la separación de fases y el acondicionamiento inicial de los hidrocarburos. El aceite pasa por procesos de estabilización y deshidratación, reduciendo el contenido de agua y gas en solución, de modo que cumpla con los requisitos de exportación. En esta etapa se lleva a cabo la medición referencial del crudo, empleando principalmente medidores Coriolis complementados con equipos ultrasónicos en algunas líneas de transferencia. Esta medición permite integrar los volúmenes provenientes de los distintos pozos y plataformas, validando la consistencia de la producción antes de su almacenamiento en los tanques del propio FPSO.

En lo que respecta al gas asociado, este se separa en el FPSO y se envía por gasoductos submarinos hacia las *Onshore Receiving Facilities* (ORF) en San Ramón, donde ingresa a un separador tipo *Slug Catcher*. En estas instalaciones se realiza una primera medición de referencia, en la que actualmente opera un medidor ultrasónico. A futuro, dicho punto se consolidará como un sitio de medición fiscal, lo que permitirá cuantificar con mayor certeza los volúmenes de gas entregados al sistema nacional. Adicionalmente a lo anterior, dentro de estas mismas instalaciones se realizan dos mediciones operacionales. Una de ellas tiene la finalidad de cuantificar el gas utilizado como combustible de autoconsumo y se realiza con un medidor tipo placa de orificio. La segunda se realiza con el propósito de medir el gas enviado a quemador, para ello se utiliza un medidor ultrasónico.

Tras su paso por las ORF, el gas es comprimido en la estación ECO San Ramón y transportado hacia el Complejo Procesador de Gas La Venta, donde se integra a la red de distribución nacional.

De manera paralela, los condensados generados en las líneas de transporte y en las ORF son recuperados en el mismo *Slug Catcher*. Estos líquidos son cuantificados mediante un sistema de medición con elemento primario Coriolis, con la finalidad de transformarlos en unidades energéticas equivalentes e incorporarlos a los registros del gas. Actualmente, esta cuantificación tiene carácter provisional, con la expectativa de evolucionar hacia medición fiscal.

En cuanto al aceite estabilizado, una vez estabilizado en el FPSO Miamte MV-34, se almacena temporalmente en tanques de la propia unidad antes de su despacho. El transporte se realiza mediante buques tanque hacia terminales de exportación, donde se realiza la medición fiscal de petróleo en el punto oficial de salida del FPSO, empleando medidores Coriolis y ultrasónicos.

Como se había adelantado en el capítulo anterior, en el recorrido de los hidrocarburos de los campos pertenecientes a Áreas Contractuales, especialmente a aquellos que son operados por privados, se suele omitir las mediciones de transferencia ya que no existen tantos puntos de entrega internos, en consecuencia, el recorrido de los hidrocarburos líquidos y gaseosos sea mucho más simple, como se puede apreciar en la Figura 28.

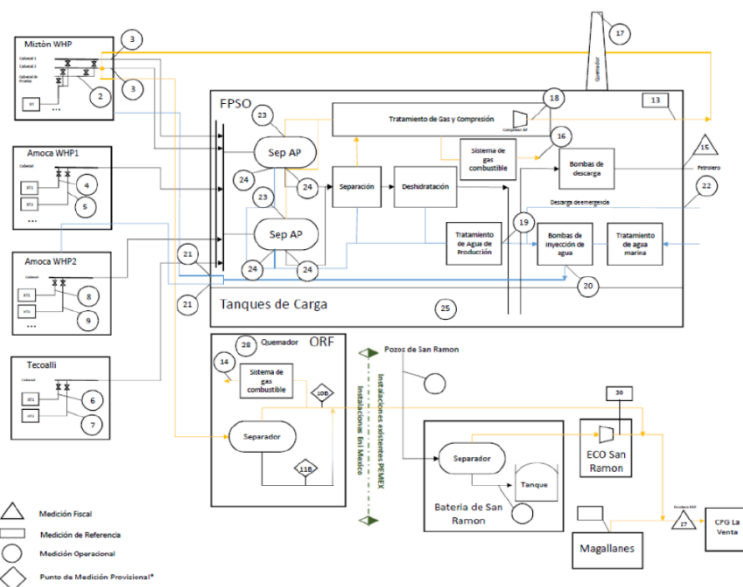


Figura 28. *Puntos de Medición del Área Contractual.*

Nota. Tomado de “Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. Contrato CNH-R01-L02-A1/2015”, por Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2024,
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/915606/IL1_2024.04.24_DT_MPDE.pdf

5.3 Recorrido y medición de hidrocarburos en el campo Trión

El campo Trión se localiza en aguas profundas del Golfo de México y es operado por la empresa Woodside al amparo del contrato de licencia CNH-A1-TRION/2016, a la fecha en que se realiza este trabajo no ha iniciado producción, pero se tiene programado que esta tenga inicio en el año 2028. Se espera que los pozos produzcan una mezcla multifásica compuesta por aceite negro mediano, gas y agua. Estos fluidos serán medidos con tecnología multifásica instalada en cada pozo para posteriormente ser conducidos a través de líneas de flujo submarinas hacia una Unidad de Producción Flotante (FPU) y a un Buque Flotante de Almacenamiento (FSO), que fungirán como el centro principal de proceso del campo.

Una vez recibidos en el FPU, los hidrocarburos serán sometidos a procesos de separación primaria y acondicionamiento. El crudo se estabilizará y se deshidratará para reducir su contenido de agua y gas en solución, garantizando que cumpla con las especificaciones de transporte y exportación. En esta fase se llevará a cabo de la medición referencial del aceite, mediante sistemas de medición con tecnología Coriolis y ultrasónica, que permitirán integrar los volúmenes provenientes de los distintos pozos y validar los Balances de producción. El crudo estabilizado será conducido al FSO para su almacenamiento en tanques de la unidad. Finalmente, la medición fiscal del petróleo crudo producido en Trión se realizará en el propio FSO, en los puntos oficiales de salida hacia buques tanque, mediante sistemas de medición Coriolis. En la Figura 29 se pudo observar el recorrido del aceite.

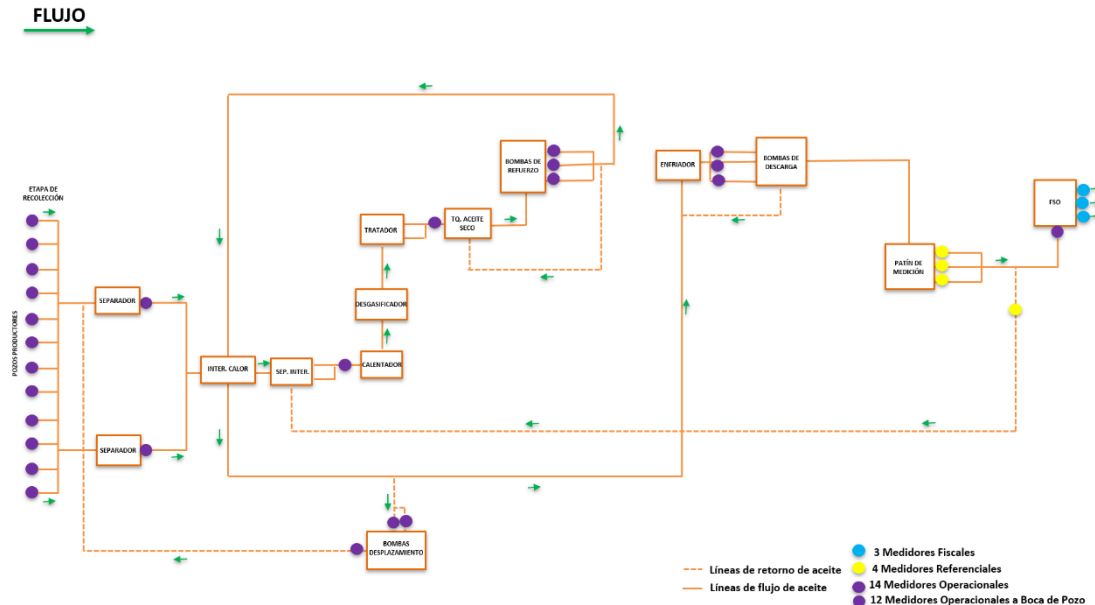


Figura 29. Recorrido de la molécula líquida del Campo Trión.

Nota. Adaptado de “Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. Contrato CNH-A1-TRION/2016”, por Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023,

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/856316/II.1_23082023.Dictamen.PDE.Trion.VF.pdf

El gas asociado separado en el FPU será medidor operacionalmente con sistemas de medición tipo V-Cone para posteriormente ser comprimido y acondicionado a través de procesos de endulzamiento y deshidratación, eliminando contaminantes como CO_2 y H_2S . Parte de este gas se utilizará como combustible en la propia instalación, para la generación de electricidad y como gas de inyección, con paso previo por estaciones de compresión. Durante este trayecto se realizarán mediciones de referencia con medidores tipo Coriolis y ultrasónicos. La medición fiscal del gas también se realizará en el FPU, para lo cual serán utilizados medidores ultrasónicos, acompañados de cromatógrafos de gases para determinar su composición y poder calorífico conforme al estándar AGA8. En este caso, el gas producido pasa por más puntos internos por lo que el mapa que describe su recorrido es más complejo, como se puede ver en la Figura 30.

En el caso de los campos operados por Pemex, como Maloob, se observa una lógica de operación basada en la integración regional de la producción, la cual no puede entenderse únicamente por el hecho de tratarse de una empresa productiva del Estado, sino también por la magnitud del volumen manejado y por la existencia de una infraestructura previamente desarrollada. La producción no sigue un trayecto directo, sino que es distribuida a través de una red extensa de plataformas, centros de proceso y complejos tanto costa afuera como en tierra. Esta configuración responde a la necesidad de manejar grandes volúmenes provenientes de múltiples campos de manera simultánea, así como de aprovechar instalaciones ya existentes dentro del complejo Ku-Maloob-Zaap. A ello se suma la naturaleza de los fluidos producidos, particularmente aceite pesado con requerimientos importantes de deshidratación, desalado y estabilización, así como gas asociado con presencia de contaminantes que requiere proceso de compresión y endulzamiento en distintos puntos del sistema. Como resultado, los procesos se fragmentan en varias etapas y la medición se distribuye a lo largo de múltiples puntos, cada uno con un propósito específico dentro del control operativo, la validación de Balances y la fiscalización. En este contexto, la medición de transferencia adquiere un papel relevante debido a la cantidad de interconexiones, lo que incrementa la complejidad del sistema, pero permitiendo mantener el control sobre una operación de gran escala.

Por otro lado, en los campos operados por empresas privadas, como Amoca, Miztón y Tecoailli, la filosofía de producción responde a una lógica distinta, en la que el diseño del sistema se realiza desde cero y dentro de los límites de un área contractual específica. En este caso, el volumen de producción, aunque significativo, no alcanza la escala de los grandes complejos de Pemex, lo que permite adoptar configuraciones más compactas. La infraestructura se concentra principalmente en una unidad flotante tipo FPSO, donde se integran los procesos de separación, acondicionamiento, medición y almacenamiento. Esta centralización también se ve favorecida por las características de los fluidos y por una estrategia de manejo del gas más definida, en la que éste es canalizado hacia instalaciones específicas en tierra, reduciendo la necesidad de múltiples rutas y puntos intermedios. A diferencia del esquema de Pemex, aquí no existe una red amplia de interconexiones ni múltiples cesiones internas de hidrocarburos, lo que simplifica el recorrido de los fluidos y reduce considerablemente el número de puntos de medición. En particular, la medición de transferencia pierde relevancia, mientras que las mediciones referenciales y fiscales se concentran en puntos clave. Este enfoque también está influenciado por el esquema contractual, en el que resulta fundamental

contar con mediciones claras y directas que faciliten la determinación de volúmenes para efectos comerciales y regulatorios.

Cuando se considera la localización de los campos, las diferencias en la filosofía de producción se acentúan aún más. En aguas someras, tanto Pemex como los operadores privados cuentan con mayor flexibilidad para desplegar infraestructura, ya sea en forma de redes extensas o de soluciones centralizadas. Sin embargo, en aguas profundas, como en el caso de Trión, las condiciones técnicas y económicas imponen restricciones que obligan a replantear el enfoque. La ausencia de infraestructura cercana, junto con los altos costos de instalación y operación, hace inviable la construcción de sistemas distribuidos, por lo que la estrategia se orienta hacia la integración máxima de funciones en un número reducido de instalaciones.

En este sentido, el desarrollo de Trión muestra una filosofía basada en la concentración de procesos en unidades como la FPU y el FPSO, que operan como centros integrales donde se llevan a cabo la separación, el acondicionamiento y el almacenamiento, además el uso de medidores multifásicos para realizar mediciones a nivel de pozo permite reducir la necesidad de instalaciones adicionales para la separación temprana, lo que refuerza la tendencia hacia sistemas más compactos. Asimismo, la estrategia de manejo del gas, que incluye su utilización como combustible, su reinyección o su acondicionamiento dentro de la propia unidad, contribuye a limitar la dependencia de infraestructura externa. En este contexto, el número de puntos de medición se reduce aún más, pero cada uno adquiere una mayor relevancia, ya que de su precisión depende la confiabilidad de todo el sistema. Es así como la estrategia de producción elimina la redundancia de mediciones y se orienta hacia el uso de tecnología avanzada que permita garantizar la calidad de la información con el menor número de equipos posible.

En conjunto, el análisis muestra que las filosofías de producción en las zonas costa afuera de México van desde esquemas distribuidos e interconectados, asociados a operaciones de gran escala y con infraestructura consolidada, hasta configuraciones más compactas, autónomas e integradas, impulsadas por desarrollos independientes y por las condiciones propias de aguas profundas. Estas diferencias no pueden atribuirse a un solo factor, sino a la combinación de múltiples variables que, al interactuar, definen la arquitectura del sistema de producción. En este sentido, la medición de hidrocarburos no solo responde a requisitos técnicos o regulatorios, sino que configura como un reflejo directo de la filosofía de producción adoptada en cada caso.

Con base en lo anterior, en la Tabla 7 y en la Tabla 8 se presentan los resúmenes comparativos de los sistemas de medición identificados en los campos analizados, considerando el tipo de medición, la tecnología empleada y su ubicación dentro del sistema de producción.

Tabla 7. Resumen de los sistemas de medición de aceite en los campos costa afuera analizados.

Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.

	Medición operacional	Medición de referencia	Medición de transferencia	Medición fiscal
Maloob	Tecnología: Placa de orificio. Puntos de medición: Plataformas Maloob-A, Maloob-B, Maloob-C, Maloob-D, PP-Ku-H, PP-Ku-M y Maloob-I.	Tecnología: Coriolis, Ultrasónico, Placa de orificio y V-Cone. Puntos de medición: Plataforma Maloob-a y PB-Ku.	Tecnología: Ultrasónico, Coriolis y Turbina. Puntos de medición: Terminal Marítima PB Zaap-C, E-Ku-A1, PP-Ku-A, PB-Ku-S, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas.	Tecnología: Ultrasónico, Desplazamiento Positivo, Coriolis y Turbina. Puntos de medición: Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas.
Amoca, Miztón y Tecoalli	Tecnología: Multifásico Puntos de medición: Plataformas Amoca WHP1, Amoca WHP2, Miztón WHP y Tecoalli.	Tecnología: Coriolis y Estática en tanque. Puntos de medición: Onshore Receiving Facilities (ORF).	No se realiza.	Tecnología: Ultrasónico. Puntos de medición: FPSO Miamte y Planta Deshidratadora La Venta.
Trión	Tecnología: Multifásico Puntos de medición: En cada pozo en el lecho marino.	Tecnología: Coriolis Puntos de medición: Unidad de Producción Flotante (FPU).	No se realiza.	Tecnología: Coriolis Puntos de medición: Buque Flotante de Almacenamiento (FSO).

Tabla 8. *Resumen de los sistemas de medición de gas en los campos costa afuera analizados.*
 Nota. Elaboración propia con información obtenida de los Dictámenes Técnicos de los Planes para la Extracción publicados por la CNH.

	Medición operacional	Medición de referencia	Medición de transferencia	Medición fiscal
Maloob	Tecnología: Placa de orificio. Puntos de medición: Plataformas Maloob-A, Maloob-B, Maloob-C, Maloob-D, PP-Ku-H, PP-Ku-M y Maloob-I.	Tecnología: Placa de orificio y V-Cone. Puntos de medición: Plataformas PB-Ku-M, PB-Ku-H, PB-Ku-S, PB-Zaap-C y FPSO Yúum K'ak'náab.	Tecnología: Placa de orificio. Puntos de medición: Plataformas Akal-J2, Akal-J4 y Akal-C6.	Tecnología: Placa de orificio Puntos de medición: CPG Nuevo Pemex, CPG Cactus, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex.
Amoca, Miztón y Tecoalli	Tecnología: Multifásico. Puntos de medición: Plataformas Amoca WHP1, Amoca WHP2, Miztón WHP y Tecoalli.	Tecnología: Ultrasónico. Puntos de medición: <i>Onshore Receiving Facilities</i> (ORF).	No se realiza.	Tecnología: Ultrasónico. Puntos de medición: <i>Onshore Receiving Facilities</i> (ORF).
Trión	Tecnología: Multifásico. Puntos de medición: En cada pozo en el lecho marino.	Tecnología: Coriolis. Puntos de medición: Unidad de Producción Flotante (FPU).	No se realiza.	Tecnología: Ultrasónico. Puntos de medición: Unidad de Producción Flotante (FPU).

CONCLUSIONES

La medición de hidrocarburos en zonas costa afuera en México, constituye un ecosistema técnico-regulatorio complejo y estratégico que trasciende el plano estrictamente técnico para convertirse en un proceso de gran relevancia económica, operativa y regulatoria. Este sistema integra fundamentos metrológicos universales con marcos normativos específicos y decisiones tecnológicas estratégicas, donde cada componente contribuye a garantizar la confiabilidad, precisión y trazabilidad de las mediciones que impactan directamente en los ingresos del Estado, la rentabilidad de los operadores y la seguridad jurídica del sector energético nacional.

En lo que respecta al marco normativo, los lineamientos técnicos proporcionan claridad operativa sobre las obligaciones de los operadores en la selección, instalación, calibración y operación de sistemas de medición, contribuyendo a la transparencia en las transacciones y asegurando la certeza jurídica y financiera de los proyectos petroleros. La normatividad no opera de manera aislada, sino que se articula estrechamente con los principios metrológicos para garantizar la transferencia de custodia, el cálculo preciso de regalías y la correcta administración de recursos energéticos nacionales.

El panorama tecnológico disponible para la medición de hidrocarburos en ambientes *offshore* mexicanos ilustra una paradoja interesante: mientras existe un catálogo extenso de tecnologías disponibles globalmente, la realidad operativa muestra una selección estratégica y limitada que responde a factores específicos del entorno marino. La adopción diferenciada entre tecnologías tradicionales como las placas de orificio y soluciones más avanzadas como los medidores ultrasónicos o Coriolis refleja no solo consideraciones técnicas, sino también económicas y operativas. La persistencia de tecnologías maduras demuestra que la innovación tecnológica debe equilibrarse con factores como la estandarización, los costos de implementación y la confiabilidad operativa a largo plazo.

La clasificación regulatoria mexicana de los tipos de medición introduce una dimensión adicional de complejidad que trasciende lo puramente técnico para adentrarse en aspectos legales, fiscales y contractuales. Esta jerarquización no es meramente administrativa, establece niveles diferenciados de exigencia técnica que impactan directamente en la selección de tecnologías, los procedimientos operativos y los costos asociados. La medición fiscal, como punto culminante de este sistema

jerárquico, concentra los hidrocarburos de 69 campos productores *offshore* en unos cuantos puntos de medición evidenciando la centralización estratégica de esta actividad crítica para el Estado mexicano.

La presencia de medidores multifásicos, correctamente limitada por los LTMMH exclusivamente a mediciones operacionales, ilustra perfectamente el compromiso entre la innovación tecnológica y el monitoreo en tiempo real. Aunque estos equipos representan una solución elegante para las limitaciones de espacio en instalaciones marinas, sus niveles de incertidumbre los excluyen automáticamente de aplicaciones comerciales o fiscales, evidenciando que la sofisticación tecnológica no siempre equivale a idoneidad para todos los propósitos.

De igual forma, se comprobó que el acondicionamiento de los fluidos producidos constituye un eslabón indispensable en la cadena de valor de los hidrocarburos extraídos en ambientes costa afuera. Lejos de ser operaciones aisladas, estas etapas garantizan no solo la Calidad comercial del aceite y gas producidos, sino también la confiabilidad de las mediciones posteriores. La separación, deshidratación, desalación, estabilización, rectificación y endulzamiento responden a exigencias técnicas y contractuales, que buscan alcanzar niveles de exactitud metrológica compatibles con los estándares regulatorios, reducir la incertidumbre en las mediciones, prevenir riesgos y fortalecer la trazabilidad de los volúmenes medidos.

El análisis comparativo entre las operaciones en Asignaciones y Áreas Contractuales revela diferencias operativas significativas que van más allá de simples preferencias tecnológicas. Mientras que los campos bajo Asignaciones muestran una infraestructura de procesamiento y medición más robusta y distribuida, coherente con la escala de operación de Pemex, las Áreas Contractuales evidencian una aproximación más selectiva y moderna, con mayor adopción de tecnologías avanzadas, pero con menor redundancia en mediciones intermedias. Esta diferencia refleja no solo distintos enfoques operativos, sino también diferentes capacidades de inversión, escalas de operación y filosofías de gestión de riesgo.

El análisis comparativo de los campos Maloob, Trión, Amoca, Miztón y Tecoalli confirma que las diferencias operativas entre Asignaciones y Áreas Contractuales van más allá de simples preferencias tecnológicas. Mientras las Asignaciones presentan infraestructuras de procesamiento y medición más robustas y distribuidas, coherentes con la escala de operación de Pemex, las Áreas

contractuales muestran una aproximación más selectiva y moderna, con mayor adopción de tecnologías avanzadas y menor redundancia en mediciones intermedias. Esta divergencia refleja distintas capacidades de inversión, escalas de operación y filosofías de gestión, que a su vez son influenciadas por la localización de los campos. En última instancia, la diversidad de configuraciones converge en un mismo objetivo: garantizar la trazabilidad y confiabilidad de los volúmenes medidos para efectos operativos, contractuales y fiscales, demostrando que la medición *offshore* mexicana no responde a principios teóricos, sino que se adapta dinámicamente a las condiciones del entorno marino y a los marcos regulatorios vigentes.

RECOMENDACIONES

De este estudio se desprenden varias recomendaciones. En el ámbito operativo, se propone que los operadores prioricen la instalación de tecnologías con baja incertidumbre y que mejor se adecuen tanto a los fluidos producidos como a las condiciones de producción, complementadas con esquemas de telemetría que permitan monitorear la cantidad y la Calidad de los hidrocarburos en tiempo real. El mantenimiento y la calibración preventiva, con trazabilidad a patrones reconocidos, deben consolidarse como prácticas obligatorias en la gestión operativa, especialmente en escenarios en los que se combina la producción de diversos campos en una sola corriente y/o en los que la producción es dividida y transportada a múltiples puntos, con esto se garantiza un mayor control en los Balances de producción.

En materia regulatoria, se recomienda que la autoridad emita o adopte guías técnicas específicas para el uso de tecnologías emergentes, esto se puede lograr a través de la recolección de información proporcionada por los operadores que implementan dichas tecnologías. De igual manera, resulta conveniente promover la estandarización de criterios para la selección, instalación y operación de los sistemas de medición, así como para la documentación de sus características técnicas. Esto a su vez facilitaría la comparación entre distintos proyectos y contribuiría a la generación de conocimiento técnico dentro del sector.

Por otra parte, con la entrada en vigor de la Ley del Sector Hidrocarburos, se recomienda continuar con la publicación de Dictámenes Técnicos en los que se describa los Planes de Desarrollo para la Producción a ejecutar por los operadores petroleros, pero estandarizando la información que deberá contener el apartado de la medición de hidrocarburos, esto conseguiría incrementar la transparencia y facilitaría el desarrollo de trabajos de investigación como el presente.

En el aspecto técnico, se recomienda continuar robusteciendo el conocimiento de los distintos tipos de medidores, principalmente de los más modernos, esto beneficiaría en la estandarización de estas tecnologías, lo que a su vez estimularía su adopción en la industria.

Finalmente, se sugiere que futuros trabajos profundicen en el análisis comparativo entre distintos esquemas de operación, particularmente en lo referente a la integración de infraestructura y su impacto en los sistemas de medición, con el objetivo de identificar mejores prácticas que puedan ser aplicadas en el desarrollo de proyectos offshore en México.

BIBLIOGRAFÍA

- BESA. (s.f.). *La válvula de seguridad*. Obtenido de BESA: <https://www.besa.it/es/pressure-safety-relief-valve.html>
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2021). *Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energética*.
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2024). *Ley de Hidrocarburos*.
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2025). *Ley del Sector de Hidrocarburos*.
- Centro Español de Metrología ; Instituto de Ingeniería de España;. (2019). *La Metrología también existe*. Centro Español de Metrología.
- Clavel Mendoza, Á. M. (2024). *Apuntes de clase de Metrología Aplicada a la Medición de Hidrocarburos*.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos . (2019). *Dictamen Técnico de la Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0006-5M-AMOCA-YAXCHÉ-04 Campo Uchbal*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493718/20190628_SN_Dictamen_Tecnico_Plan_de_Development_Uchbal_PRIORITARIO_VP.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (29 de Junio de 2016). *Asignaciones de Extracción otorgadas a Petróleos Mexicanos*. Obtenido de https://www.gob.mx/cnh/documentos/asignaciones-de-extraccion?utm_source=chatgpt.com
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2017). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A4/2015*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/410495/Dictamen_Tecnico_Modif_Plan_Evaluacion_Area_4_Testado.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0032-M-CAMPO AYATSIL*. Obtenido de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/523023/Dictamen_Tecnico_MPD_Ayatsil.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0237-M-Campo Nohoch*.
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/524178/Dictamen_Tecnico_MPD_Nohoch.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0375-2M-Campo Zaap*.
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/523024/Dictamen_Tecnico_MPD_Zaap.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-M1-EK-BALAM/2017*.
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/320458/Dictamen_CNH-M1-Ek-Balam-2017_VERSION_PUBLICA.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0078-M-Campo Chac*.
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/524193/Dictamen_Tecnico_MPD_Chac.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0203-2M-Campo Maloob*.
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/524951/Dictamen_Tecnico_MPD_Maloob.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0006-5M-AMOCA-YAXCHÉ-04 (Campo Xikin)*.
Obtenido de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493339/20181112_SN_Dictamen_Tecnico_Plan_Desarrollo_AE-0006-4M-Amoca-Yaxche-04_Campo_Xikin_PRIORITARIO.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A1/2015*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/403550/Dictamen_Tecnico_Plan_Desarrollo_ENI_Mexico_-_PDF_Testado.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A2/2015*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/403546/Dictamen_Tecnico_Plan_Desarrollo_Hokchi_firmado_con_anexo_medico_testado_.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Libro Blando, Ronda 3*. Obtenido de Rondas México: <https://www.rondasmexico.gob.mx/esp/rondas/ronda-3/cnh-r03-l032018/libro-blanco/?tab=17247>

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0001-2M-CAMPO ABKATÚN*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/494585/Dictamen_Abkatun_VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0049-4M-Campo Bolontikú*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/518689/II.3_Dictamen_Tecnico_MPD_A-0049-M-Campo_Bolontiku-VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0210-M-Campo May*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/517521/II.1_Dictamen_Tecnico_MPD_A-0210-M-Campo_May-VP.pdf

- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0245-M-CAMPO ONEL*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/510057/II.2_Dictamen_Tecnico_Modificacion_al_Plan_de_Development_A-0245-M-Campo_Onel-VP.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0278-M-CAMPO POL*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/517694/Dictamen_A-278-Campo_Pol.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0373-M-Campo Yaxché*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/518674/II.2_Dictamen_Tecnico_MPD_A-0373-M_YAXCHE-VP.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0006-6M-AMOCA-YAXCHÉ-04 Campo Mulach*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493348/20190729_Dictamen_Tecnico_PD_Campo_Mulach_VP_PRIORITARIO.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0006-6M-AMOCA-YAXCHÉ-04 Campo Tetl*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493441/Dictamen_Tecnico_PD_TETL_VP_PRIORITARIO.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0006-6M-AMOCA-YAXCHÉ-04 CAMPO TLACAME*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493438/Dictamen_Tecnico_PD_TLACAME_VP_PRIORITARIO.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A2/2015.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/527875/II.9_Dictamen_Tecnico_MPD_R01-L02-A2.2015-VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A2/2015.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/527875/II.9_Dictamen_Tecnico_MPD_R01-L02-A2.2015-VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0082-M-CAMPO CHÉ.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/517693/Dictamen_Tecnico_MPD_A-0082-M-Campo_Che.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0089-M-Campo Chuc.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/518692/II.4_Dictamen_Tecnico_MPD_A-0089-M-Campo_Chuc-VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0151-M-Campo Homol.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/511206/II.4_Dictamen_Tecnico_de_la_modificacion_a_A-0151-M-Campo_Homol-VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0161-M-CAMPO IXTOC.* Obtenido de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/517625/Dictamen_Tecnico_MPD_Ixtoc.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0172-M-CAMPO KAMBESAH*. Obtenido de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/494587/II.1_Dictamen_Tecnico_Modif._Plan_Development_Assignacion_A-0172-M_Kambesah_VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0183-2M-Campo Ku*. Obtenido de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/494584/20190725_Dictamen_Tecnico_MPD_Ku_VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0184-M-Campo Kuil*. Obtenido de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/517501/Dictamen_Tecnico_MPD_Assignacion_A-0184-M_Campo_KUIL.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0205-M-CAMPO MANIK*. Obtenido de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/510071/II.3_Dictamen_Tecnico_Modificacion_al_Plan_de_Development_A-0205-M_Campo_Manik-VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0151-UCHUKIL Campo Suuk*. Obtenido de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/511164/II.1_Dictamen_Tecnico_Assignacion_AE-0151-Uchukil-Campo_Suuk-VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0008-4M-Amoca-Yaxché-06 Campo Teekit*

- Profundo.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493703/Dictamen_Tecnico_PD_TEEKI_T_VP_PRIORITARIO.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01 Campo Cahua.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493341/20190528_SN_Dictamen_PD_Cahua_VP_PRIORITARIO.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01 Campo Octli.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493353/Dictamen_Campo_Octli_07082019_VP_PRIORITARIO.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0019-M-Okom-02 Campo Koban.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/592620/Dictamen_Tecnico_AE-0019-M-Okom-02_Campo_KOBAN_VP_PRIORITARIO.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0020-2M-Okom-03 (Campo Esah).* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493338/II.1_20190115_SN_Dictamen_Tecnico_Plan_Development_Esah_VP_PRIORITARIO.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0020-2M-Okom-03 Campo Manik NW.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493360/Dictamen_firmado_Manik_NW_VP_PRIORITARIO_VP.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0024-2M-Okom-07 (Campo Cheek).* Obtenido

de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493361/Dictamen_Plan_Desarrollo_Campo_Cheek_VP_PRIORITARIO.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2019). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A4/2015*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/493880/20190205_Dictamen_A4_Fieldwood_VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0032-M-CAMPO AYATSIL*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/621674/II.4_DT_MPDE_A-0032-M-Campo_Ayatsil_Censurado_VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-M1-EK-BALAM/2017*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/557009/II.7_Dictamen_Tecnico_Mod_Plan_Desarrollo_CNH-M1-EK-BALAM-2017-VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *Dictamen Técnico de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0369-2M-Campo Xanab*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/557003/II.2_Dictamen_Tecnico_Mod_Plan_de_Desarrollo_A-0369-2M-Campo_Xanab-VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0183-3M-Campo Ku*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/621677/II.2_DT_PDEM_Ku_Censurado_VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0151-UCHUKIL (CAMPO TLAMATINI)*.

Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/621642/II.1_DT_PDE_AE-0151-Uchukil_Campo_Tlamatini_Censurado_VP.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0352-2M-Campo Tsimín*.
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/667272/Dictamen_Tecnico_MPDE_Campo_Tsimin_Censurado_-_10a_Extra_-_reducido.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0369-2M-CAMPO XANAB*.
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/667351/Dictamen_de_MPDE_Xanab_20210426_Censurado_-_26a_Extra_-_reducido.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0371-2M-Campo Xux*.
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/667270/Dictamen_MPDE_A-0371-2M-Campo_Xux_Firmado_Censurado_-_9a_Extra_-_reducido.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0373-2M-CAMPO YAXCHÉ*.
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/668819/Dictamen_MPDE_Yaxche_20210517_Censurado_-_32a_Extra_-_reducido.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0006-7M-AMOCA-YAXCHÉ-04 (Campo Mulach)*.
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/667275/DICTAMEN_MULACH_Censurado_-_2a_Ord_-_reducido-.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0006-7M-AMOCA-*

- YAXCHÉ-04* (Campo Tlacame). Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/668967/Dictamen_MPDE_Tlacame_Censurado_-_43a_Extra_-_reducido.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0008-5M-Amoca-Yaxché-06 Campo Teekit Profundo*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/667271/Dictamen_MPDE_Amoca-Yaxche__Teekit_Profundo__Firmado_Censurado_10a_Extra_-_reducido.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A2/2015*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/667318/Dictamen_Tecnico_MPDE_Hokchi_Marzo_2021_Censurado_-_23a_Extra_-_reducido.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A2/2015*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/751683/Dictamen_MPDE_CNH-R01-L02-A2.2015_Hokchi_Dic-2021-testado_-_88a_Extra.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A4/2015*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/668966/Dictamen_Tecnico_MPDE_CNH-R01-L02-A4.2015_FIELDWOOD_Censurado_-_43a_Extra_-_reducido-.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A4/2015*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/751176/Dictamen_MPDE_CNH-R01-L02-A4.2015_Fieldwood_Dic-2021-testado-_12a_Ord.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0130-M-Campo Etkal*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/667276/DICTAMEN_TECNICO_ETKAL_FIRMA_Censurado_-_3a_Ord_-_reducido.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Octli)*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/668822/Dictamen_Tecnico_MPDE_Octli_20210521_Censurado_-_36a_Extra_-_reducido.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Teca)*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/667355/Dictamen_PDE_Teca_Firmado__Censurado_-_31a_Extra_-_reducido.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0151-UCHUKIL, Campo Itta*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/667064/Dictamen_Tecnico_Campo_Itta_Censurado_-_6a_Extra_-_reducido.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0242-M-Campo Och*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/855252/II.2_20220720_Dictamen_MPD_E_A_0242_M_Campo_Och.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0309-M-CAMPO SINÁN*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/856365/II.9_Dictamen_Tecnico_Mod_Plan_Desarrollo_Campo_Sinan.pdf

- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-M1-EK-BALAM/2017.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/855016/II.4_DictamenTecnico_MPDE_CNH_M1_EK_BALAM_2017.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/829343/II.4_DT_MPDE_CNH_R01_L02_A1_2015.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A2/2015.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/855691/II.1_Dictamen_MPDE_2022_Hokchi.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0161-3M-CAMPO IXTOC.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/855671/II.2_Dictamen_MPD_IXTOC_VF.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0176-M-CAMPO KAX.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/855251/II.1_Dictamen_MPDE_Campo_Kax.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0188-M-CAMPO LAKACH.* Obtenido de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/855261/II.5_VF_Dictamen_MPDE_A_0188_M_Campo_Lakach_311022_V4.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0164-Campeche Oriente, Campo Kayab.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/855672/II.1_20221103_Dictamen_PDE_Campo_Kayab_VF3.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, Campo Pit.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/820468/II.1_Dictamen_AE0165MCampeche_Oriente_Campo_Pit_firma.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0032-2M-CAMPO AYATSIL.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/857764/II.1_VF_A_0032_2M_Campo_Ayatsil_Dictamen_MPDE_23052023.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0203-3M-Campo Maloob.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/859524/II.1_DictamenTecnico_MPDE_CampoMaloob_VF.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0358-2M-Campo Uech.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/869301/II.4_231013_DICTAMEN_MPDE_UECH_VF.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0373-3M-Campo Yaxché.*

Obtenido de
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/881402/II.1_231205_DT_MPDE_Yaxche_VF.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0006-9M-AMOCA-YAXCHÉ-04, CAMPO TETL.* Obtenido de
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/858079/II.1_Dictamen_Tecnico_MPDE_Campo_Tetl_VF.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0006-9M-AMOCA-YAXCHÉ-04, Polígono E, Campo Xikin.* Obtenido de
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/820508/II.1_Dictamen_MPDE_Xikin_vf.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-M1-EK-BALAM/2017.* Obtenido de
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/859050/II.1_DictamenTecnico_MPDE_EKBALAM_VF.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A4/2015.* Obtenido de
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/825087/II.1_09042023.Dictamen.MPDE.CNH-R01-L02-A4-2015.VF.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0375-3M-Campo Zaap.* Obtenido de
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/856326/II.1_2023.08.24_DT_A-0375-3M-Campo_Zaap.pdf

- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0151-3M-Campo Homol.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/859038/II.2_A_0151_3M_Dictamen_MPDE_Homol_VF.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/825192/II.1_Dictamen_tecnico.MPDE.A.160.3M_Ixtal_VF-20.04.2023.RGA.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0184-2M-Campo Kuil.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/856319/II.2_20230829_Dictamen_Tecnico_MPDE_Kuil.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0024-3M-Okom-07, Campo Cheek.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/857754/II.2_20230601_Dictamen_MPDE_Cheek.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0151-M-UCHUKIL, Campo Itta.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/857766/II.1_20230622_Dictamen_MPDE_Itta_VF.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0151-M-UCHUKIL, CAMPO TLAMATINI.* Obtenido de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/828850/II.1_20230515_Dictamen_Tecnico_MPDE_Campo_Tlamatini_VFF.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0148-2M-Uchukil, Campo Camatl*. Obtenido de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/866866/II.1_Dictamen_Tecnico_PDE_Camatl_VF.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Unidad Campo Zama*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/882115/II.12_Dictamen_PDE_Zama_VF_Modif_15122023.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-A1-TRION/2016*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/856316/II.1_23082023.Dictamen.PDE.Trion.VF.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos*.

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0203-4M-Campo Maloob*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/942907/II.1_DT_Maloob_2024.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0053-3M-Campo Caan*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/966947/II.2_DT_MPDE_Caan_VF.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A1/2015*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/915606/II.1_2024.04.24_DT_MPDE.pdf

- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contrato CNH-R01-L02-A4/2015.*
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/965104/II.2_Dictamen_Tecnico_MPDE_CNH_R01_L02_A4_VF.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0078-2M-Campo Chac.*
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/940327/II.2_Dictamen_Tecnico_MPDE_CHAC_firma.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0151-4M-Campo Homol.*
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/952745/II.2_Dictamen_Tecnico_MPDE_A_0151_4M_Campo_Homol_VF.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0188-2M-Campo Lakach.*
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/942911/II.2_VF_MPDE_A_0188_2M_Campo_Lakach_22082024_SI_EE.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0196-3M-Campo Lum.*
Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/961365/II.4_20241128_DT_MPDE_LUM_VF.pdf
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0019-3M-Okom-02 Campo Koban.*
Obtenido de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/938181/II.2_Dictamen_Tecnico_MPD_Koban.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0151-3M-UCHUKIL Campo Pokche*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/956815/II.1_03102024.Dictamen_PDE_Pokche.VF.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación AE-0151-M-UCHUKIL, Campo Xanab SE*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/908261/II.2_Dictamen_PDE_Xanab_SE_VF.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2025). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0035-4M-Campo Bacab*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/976066/II.2_Dictamen_Tecnico_MPDE_Bacab.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2025). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Asignación A-0324-3M-Campo Taratunich*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/981291/II.1_DT_MPDE_Taratunich_VF.pdf

Creus, A. (2010). *Instrumentación Industrial*. Alfaomega Grupo Editor.

Dulhoste, J. F. (2014). *Medición de Flujo*.

Ecopetrol. (2008). CAPÍTULO 5. MEDICIÓN DINÁMICA. En Ecopetrol, *MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS*.

EIPSA. (s.f.). *EIPSA*. Obtenido de <https://eipsa.es/productos/caudal/acondicionador-de-flujo/>

Emerson. (2017). *Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento*. Emerson.

- Flores Terrones, R. A. (2017). *Generalidades sobre la rectificación y compresión del gas natural*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Gómez Cabrera, J. Á., Becerril Cárdenas, F., & Flores Sánchez, L. (1986). *APUNTES DE MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN LA SUPERFICIE*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Gómez Oropeza, J. A. (2015). *PROCESO Y MANEJO DE GAS*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Hanke Filter. (s.f.). *Basket Strainer Removes Large Particle Impurities in Pipeline Systems*. Obtenido de Hanke Filter: <https://www.hankefilters.com/products/basket-strainers/basket-strainer.html>
- Martínez Quiroz, J. J. (2009). *DESHIDRATACIÓN DE CRUDO PESADO EN LA TERMINAL MARÍTIMA DOS BOCAS*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Novaoil. (2025). *Apuntes Curso de Medición Dinámica de Hidrocarburos*.
- Santander Romero, L. A., Escoto Serrano, E., & Martínez Laguna, R. (2010). *DIPLOMADO DE METROLOGÍA DE FLUJO. MÓDULO IV "FUNDAMENTOS DE LA MEDICIÓN DE FLUJO, MAGNITUDES DE INFLUENCIA Y TIPOS DE MEDIDORES"*. Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial.
- Secretaría de Energía. (17 de Diciembre de 2015). *Procesos de licitación, Ronda Uno*. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/articulos/procesos-de-licitacion-ronda-uno>
- Secretaría de Energía. (Abril de 2025). *Mapa de Hidrocarburos*. Obtenido de Mapa de Hidrocarburos: <https://mapa-hidrocarburos.energia.gob.mx/>
- Serrano Espinosa, B. A. (2020). *MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN MÉXICO*. Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional.
- Sims, P. (2010). El separador de próxima generación: Un cambio de reglas. *Oilfield Review (Schlumberger)*, 5.
- VIM. (2009). *Vocabulario Internacional de Metrología-Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM)*.

GLOSARIO

- **Aforo de Pozo:** *“Es el conjunto de operaciones, que constituyen un tipo de Medición Operacional, encaminadas a determinar los volúmenes de Petróleo, Condensado, agua y Gas Natural representativos de la productividad de un pozo en particular a determinadas condiciones de flujo. Estos Aforos pueden ser realizados en batería de separación, medición portátil a boca de pozo, o con la tecnología que el Operador Petrolero determine en el plan, programa o Autorización correspondiente”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). Se refiere a todas las actividades operativas que se llevan a cabo para medir, de forma integral, los diferentes volúmenes (petróleo, condensado, agua y gas) que un pozo produce bajo condiciones específicas de flujo.

En un campo petrolero, se puede realizar un aforo de pozo utilizando equipos portátiles instalados en la boca del pozo para determinar el volumen de crudo y gas en condiciones de producción temprana, lo que ayuda a evaluar la productividad del pozo y planificar futuros desarrollos.

- **Balance:** *“Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar, en modo de masa o volumen y calidad a condiciones de referencia, las entradas, salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua, nitrógeno u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado. En el cálculo de la resultante debe incorporarse la Incertidumbre de Medida de cada uno de los sistemas de medición involucrados”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). El Balance consiste en calcular, mediante operaciones matemáticas, la diferencia o la “resultante” entre lo que ingresa, lo que sale y lo que se acumula en un sistema (por ejemplo, un tanque o un ducto) en términos de masa, volumen y calidad, siempre considerando las incertidumbres de las mediciones.
- **Calibración:** *“Operación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medida asociadas obtenidas a partir de los patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación”* (VIM, 2009). La calibración asegura

que un instrumento de medida funcione correctamente comparando sus indicaciones con un patrón de referencia trazable y ajustándolo, si es necesario, para minimizar errores.

- **Calidad:** *“Características y propiedades de los Hidrocarburos a las condiciones de presión y temperatura que sean referidas en sitio y que dependiendo del propósito especial de uso de los Hidrocarburos se pueden establecer parámetros mínimos”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017). La Calidad de los hidrocarburos comprende el conjunto de propiedades físicas y químicas (como densidad, composición, contenido de agua, poder calorífico, entre otros) que son determinadas en condiciones específicas de presión y temperatura. Estas propiedades son fundamentales para la cuantificación precisa de los hidrocarburos, ya que influyen directamente en la conversión de volúmenes medidos a condiciones base y en la determinación de la masa.

En términos metrológicos, la Calidad es un factor crítico porque permite realizar correcciones volumétricas, por ejemplo, mediante factores de compresibilidad. Asimismo, su correcta determinación es indispensable para la extrapolación de las mediciones realizadas en condiciones operativas hacia condiciones estándar o base, asegurando la comparabilidad.

- **Características Metrológicas:** *“Especificaciones particulares de los elementos de un Mecanismo de Medición que pueden influir en los resultados de medición, tales como intervalo nominal, intervalo de medición, clase de exactitud, deriva, estabilidad, exactitud, histéresis, Incertidumbre de Medida, error, linealidad, resolución, repetibilidad, reproducibilidad y sensibilidad”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). Estas características describen en detalle las propiedades técnicas y el desempeño de los equipos o mecanismos de medición, incluyendo aspectos que afectan la calidad y la confiabilidad de los resultados.

Por ejemplo, un medidor de flujo, como los utilizados en la industria petrolera, tiene características metrológicas definidas que determinan su precisión, su rango de operación y su estabilidad a lo largo del tiempo, lo que es esencial para garantizar mediciones confiables en diferentes condiciones operativas.

- **Condición de repetibilidad de una medición:** *“Condición de medición dentro de un conjunto de condiciones que incluye el mismo procedimiento de medida, los mismos operadores, el mismo sistema de medida, las mismas condiciones de operación y el mismo lugar, así como mediciones repetidas des mismo objeto de un objeto similar en un periodo corto de tiempo”* (VIM, 2009).

La repetibilidad se refiere a la capacidad de un sistema de medición para generar resultados consistentes cuando se mide una magnitud bajo condiciones idénticas en un intervalo de tiempo breve. Este concepto es utilizado para evaluar la fiabilidad de los instrumentos en aplicaciones repetitivas.

- **Condición de reproducibilidad de una medición:** *“Condición de medición, dentro de un conjunto de condiciones que incluye diferentes lugares, operadores, sistemas de medida y mediciones repetidas de los mismos objetos u objetos similares”* (VIM, 2009). La reproducibilidad evalúa la capacidad de un sistema de medición para generar resultados consistentes cuando se mide una magnitud bajo condiciones distintas, como diferentes operadores o lugares.
- **Confirmación Metrológica:** *“Conjunto de operaciones referidas para asegurar que un Instrumento de Medida cumpla con los requerimientos para su uso esperado. Generalmente incluye calibraciones y verificaciones, cualquier ajuste o reparación necesario y subsecuentes recalibraciones, comparaciones con requerimientos metrológicos para su uso esperado del equipo, así como también cualquier sellado y etiquetado requerido”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). La confirmación metrológica es un proceso que incluye revisar, calibrar (contra un patrón reconocido) y verificar que todas las especificaciones técnicas estén dentro de los límites establecidos, para garantizar que el instrumento de medición está en condiciones óptimas para su uso, cumpliendo con todos los requisitos técnicos y normativos.
- **Corrección:** *“Compensación de un efecto sistemático estimado”* (VIM, 2009). La corrección es una medida tomada para ajustar o eliminar un error sistemático previamente identificado. Esta acción garantiza que las mediciones sean más precisas y confiables.
Un ejemplo de lo anterior es aplicar una corrección por temperatura al medir el volumen de un tanque de almacenamiento de crudo, ya que la expansión térmica afecta directamente el volumen del hidrocarburo.
- **Error aleatorio:** *“Componente del error de medida que, en mediciones repetidas, varía de manera impredecible”* (VIM, 2009). El error aleatorio corresponde a las variaciones impredecibles que ocurren entre mediciones repetidas de una misma magnitud. Este tipo de error

puede ser causado por fluctuaciones ambientales, ruido en los sistemas de medición o limitaciones inherentes a los quipos utilizados.

Por ejemplo, durante la medición de la presión en la perforación de un pozo, los valores registrados pueden oscilar ligeramente debido a cambios en las condiciones del fluido o vibraciones mecánicas en el entorno, incluso cuando las condiciones del pozo no cambian significativamente.

- **Error de medida:** *“Diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia”* (VIM, 2009). El error de medida representa la discrepancia entre el valor obtenido en una medición y el valor considerado como correcto o de referencia. Este concepto permite evaluar la calidad y confiabilidad de los resultados obtenidos.
- **Error Máximo Permitido:** *“Valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido por especificaciones o reglamentos, para una medición, instrumento o sistema de medida dado”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). Este concepto define el límite aceptable de discrepancia entre el valor medido y el valor real o de referencia, establecido por normativas o especificaciones técnicas. Si el Error Máximo Permitido es excedido, será un indicativo que el instrumento de medición requiere recalibración o mantenimiento, garantizando que la medición sea confiable y conforme a los estándares de la industria.
- **Error sistemático:** *“Componente del error de medida que, en mediciones repetidas, permanece constante o varía de manera predecible”* (VIM, 2009). A diferencia del error aleatorio, el error sistemático es constante o sigue un patrón predecible. Este error puede deberse a un mal calibrado del equipo, defectos en el diseño del sistema o factores externos no corregidos.
- **Etapas de Medición:** *“Periodos establecidos por los Operadores Petroleros para la continuidad y finalidad de un Punto de Medición Provisional, previo a la implementación de los Mecanismos de Medición”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). Se refiere a los intervalos de tiempo o fases operativas en los que se llevan a cabo mediciones provisionales antes de instalar de forma permanente un sistema de medición.
- **Exactitud:** *“Proximidad entre un valor medido y un valor verdadero (de un mesurando)”* (VIM, 2009). La exactitud refleja qué tan cercano es el resultado de una medición al valor real de la

magnitud medida. Realizar mediciones exactas garantiza justicia comercial, eficiencia operativa y ayuda a cumplir con las regulaciones que se tengan que atender.

- **Gestión y Gerencia de Medición:** *“Metodología mediante la cual el Operador Petrolero administra el funcionamiento e interrelación de los Mecanismo de Medición de Hidrocarburos, adecuada a la calidad y volumen de los Hidrocarburos producidos, en términos de los presentes Lineamientos”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). Este concepto engloba las estrategias y prácticas que emplean los operadores para supervisar y optimizar el desempeño de los sistemas de medición, asegurando que se mantengan en condiciones óptimas y se ajusten a las exigencias de producción.

Una empresa petrolera puede implementar un sistema de gestión de medición que incluya monitoreo continuo, mantenimiento preventivo y revisión periódica de los equipos para garantizar que las mediciones de hidrocarburos sean precisas y confiables.

- **Incertidumbre de medida:** *“Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mesurando, a partir de la información que se utiliza”* (VIM, 2009). La incertidumbre de medida refleja el grado de confianza que se tiene en los resultados de una medición, expresando la posible dispersión de los valores alrededor del resultado obtenido.

Hay que tener en cuenta que toda medición tiene una incertidumbre asociada, ya que no hay mediciones perfectas, pues siempre existirán factores que añaden incertidumbre como las limitaciones en los instrumentos de medición, errores de calibración, condiciones ambientales, errores humanos, etc. Por esta razón, existen distintas normativas que consideran estos aspectos y establecen los niveles máximos de incertidumbre permitidos para distintas mediciones en diversas industrias.

- **Magnitud de base:** *“Magnitud de un subconjunto elegido por convenio, dentro de un sistema de magnitudes dado, de tal manera que ninguna magnitud del subconjunto pueda ser expresada en función de las otras”* (VIM, 2009). Las magnitudes de base son los pilares fundamentales en un sistema de magnitudes seleccionadas de manera que no dependan unas de otras (como la longitud o el tiempo). Estas magnitudes permiten definir y comprender todas las demás dentro del sistema.

- **Magnitud derivada:** *“Magnitud, dentro de un sistema de magnitudes, definida en función de las magnitudes de base de ese sistema”* (VIM, 2009). Las magnitudes derivadas son aquellas

que se expresan a partir de combinaciones matemáticas de magnitudes de base. Estas permiten medir propiedades más complejas y específicas.

- **Magnitud:** *“Propiedad de un fenómeno, cuerpo o sustancia, que puede expresarse cuantitativamente mediante un número y una referencia”* (VIM, 2009). En general, una magnitud es cualquier propiedad medible que, para ser interpretada, es necesario que se le asocie a un valor numérico acompañado de una referencia. Habitualmente, dicha referencia suele ser una unidad de medida.

Un ejemplo es la densidad de los fluidos extraídos del yacimiento, la cual puede ser expresada numéricamente acompañada de unidades de medida como gramos sobre centímetro cúbico (gr/cm^3) y que es clave para determinar, entre otras cosas, la calidad y el valor en el mercado de los hidrocarburos. Es decir que, en la industria petrolera el concepto de magnitud, aunque no se tenga presente de manera explícita, es muy importante ya que permite cuantificar propiedades físicas críticas para establecer parámetros operativos, cumplir con normativas o satisfacer acuerdos comerciales.

- **Mecanismos de Medición:** *“Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, para la Medición del volumen y Calidad de los Hidrocarburos, tanto para la Medición Fiskas, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). Los Mecanismos de Medición son sistemas complejos que combinan hardware, software y procedimientos técnicos para medir de forma integral tanto el volumen como la Calidad de los hidrocarburos.
- **Medición de Hidrocarburos:** *“Cuantificación del volumen y determinación de la Calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). Proceso en el que se determina tanto la cantidad (volumen) como las propiedades (calidad) de los hidrocarburos, lo cual es fundamental para la valoración, comercialización y control operativo.
- **Medición de referencia:** *“Determinación del volumen o masa y Calidad de los Hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos procedentes de otros Sistemas de Medición con menor Incertidumbre de Medida, cuya finalidad es establecer los principios de cómo determinar los valores producidos”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).
- **Medición de Transferencia:** *“Cuantificación del volumen y Calidad de los Hidrocarburos que se realiza en el punto donde el Operador Petrolero entrega los Hidrocarburos a un tercero,*

inclusive a otro Operador Petrolero o se integran sistema de Transporte o de Almacenamiento, según corresponda, así como entre éstos y el Punto de Medición o el Punto de Medición Provisional, en su caso” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).

- **Medición Fiscal de Hidrocarburos:** *“Resultado de la cuantificación de volumen y Calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición o Punto de Medición Provisional, de conformidad con los presentes Lineamientos, a través de la cual se llevará a cabo la determinación de los precios de venta de cada tipo de Hidrocarburo, que refleje las condiciones del mercado”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).
- **Medición operacional:** *“Cuantificación del volumen o masa y Calidad de los Hidrocarburos durante los procesos operativos de Producción que se realizan en campo sin propósitos de Transferencia”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023).
- **Medición:** *“Proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a una magnitud”* (VIM, 2009). La medición permite determinar, a través de experimentos o procedimientos establecidos, valores que describen propiedades físicas, químicas o biológicas. Este proceso implica la comparación de una magnitud con un patrón conocido, lo que asegura la trazabilidad y la confiabilidad de los resultados obtenidos.

En la industria, la medición se utiliza para determinar propiedades como el volumen de hidrocarburos extraídos, transportados o comercializados. Por ejemplo, en una transferencia de custodia, se mide el volumen de crudo entregado entre dos partes para asegurar que ambas cumplan con las especificaciones contractuales. Este proceso debe ser realizado bajo condiciones controladas y con instrumentos calibrados, ya que cualquier error en la medición podría derivar en pérdidas económicas significativas o disputas legales.

- **Mensurando:** *“Magnitud que se desea medir”* (VIM, 2009). El mensurando es el objeto o propiedad que se pretende cuantificar mediante una medición. Todo sistema de medición se diseña y calibra en función de un mensurando específico.

Un ejemplo en el contexto petrolero podría ser la presión hidrostática del fluido de perforación durante la perforación de un pozo. En este caso el mensurando es la presión, la cual es necesario medir constantemente para mantener un control operativo y evitar eventos como la pérdida de circulación, el colapso de la formación o un flujo de fluidos de la formación hacia la superficie.

- **Método de medida:** *“Descripción genérica de la secuencia lógica de operaciones utilizadas en una medición”* (VIM, 2009). El método de medida es el conjunto de pasos generales que guían cómo llevar a cabo una medición, independientemente de los detalles específicos del procedimiento.
- **Patrón de medida:** *“Realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una incertidumbre de medida asociada, tomada como referencia”* (VIM, 2009). Los patrones de medida son referencias fundamentales para garantizar que las mediciones sean constantes, repetibles y trazables. Estos pueden ser artefactos físicos, como un peso patrón, o sistemas más complejos, como celdas de presión calibradas.
- **Precisión:** *“Proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares bajo condiciones especificadas”* (VIM, 2009). La precisión se refiere a qué tan consistentes son los resultados de una medición cuando se repite el proceso varias veces. Es necesario tener en cuenta que, aunque una medición puede ser precisa no necesariamente es exacta, ya que los valores medidos pueden ser muy próximos entre sí, pero muy alejados del valor real.
- **Principio de medida:** *“Fenómeno que sirve como base de una medición”* (VIM, 2009). El principio de medida es el fenómeno físico que se utiliza para llevar a cabo una medición. Este principio define la base teórica detrás del método empleado.
- **Procedimiento de medida:** *“Descripción detallada de una medición conforme a uno o más principios de medida y a un método de medida dado, basado en un modelo de medida y que incluye los cálculos necesarios para obtener un resultado de medida”* (VIM, 2009). El procedimiento de medida detalla todos los pasos necesarios para realizar una medición siguiendo principios y métodos específicos, garantizando que los resultados sean replicables y trazables.
- **Punto de Medición Provisional:** *“Punto aprobado por la Comisión, con base en el Dictamen Técnico, en donde se llevará a cabo la medición del volumen y la determinación de la Calidad, al amparo de un Contrato o Asignación, el cual es susceptible de Producción temprana o de Pruebas de Producción, de conformidad a su respectivo plan o programa”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). Este término hace referencia a un punto de medición temporal o inicial,

utilizado durante las etapas de prueba o producción temprana, antes de que implemente un sistema de medición definitivo.

Durante la fase exploratoria de un yacimiento, se puede instalar un punto de medición provisional para evaluar la producción inicial y recopilar datos que luego ayudarán a diseñar un sistema de medición permanente.

- **Punto de Medición:** *“Punto aprobado, o en su caso determinado por la Comisión, con base en el Dictamen Técnico, en donde se llevará a cabo la medición del volumen y la determinación de la Calidad y precio de los Hidrocarburos producidos al amparo de un Contrato o Asignación”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). El Punto de Medición es el lugar específico, validado por la autoridad correspondiente, donde se realiza la medición oficial del volumen y la calidad de los hidrocarburos, lo que afecta la valoración y la fiscalización del producto.
- **Sistema de magnitudes:** *“Conjunto de magnitudes relacionadas entre sí mediante ecuaciones no contradictorias”* (VIM, 2009). Un sistema de magnitudes es un marco que organiza y relaciona diferentes propiedades físicas mediante reglas consistentes. Esto facilita el entendimiento y la aplicación de prácticas de dichas propiedades.
- **Sistema de Medición:** *“Conjunto de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e Instrumentos de Medida, destinados a la Medición de Hidrocarburos”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). El Sistema de Medición es la infraestructura completa que integra diferentes dispositivos y tecnologías para realizar la medición de hidrocarburos de manera coordinada y precisa.
- **Sistema de medida:** *“Conjunto de uno más instrumentos de medida y, frecuentemente, otros dispositivos, incluyendo reactivos e insumos varios, ensamblados y adaptados para proporcionar valores medidos dentro de intervalos especificados, para magnitudes de naturalezas dadas”* (VIM, 2009). Un sistema de medida integra diversos componentes diseñados para realizar mediciones específicas de manera precisa dentro de ciertos límites.
- **Sistema de unidades:** *“Conjunto de unidades de base y unidades derivadas, sus múltiplos y submúltiplos, definidos conforme a reglas dadas, para un sistema de magnitudes dado”* (VIM, 2009). Un sistema de unidades proporciona un marco estructurado para medir y expresar diferentes magnitudes de forma coherente. Esto incluye tanto unidades fundamentales como derivadas, que cubren un amplio rango de aplicaciones.

➤ **Transferencia:** *“Acción mediante la cual se entregan operativamente los Hidrocarburos, transfiriendo su custodia”* (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2023). Es el acto de pasar la custodia de los hidrocarburos de una entidad a otra, proceso en el cual la medición juega un papel crucial para asegurar que la cantidad y calidad entregadas estén dentro de parámetros de exactitud y precisión aceptables.

➤ **Trazabilidad metrológica:** *“Propiedad de un resultado de medida por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida”* (VIM, 2009). La trazabilidad metrológica garantiza que los resultados de una medición estén conectados a un estándar de referencia reconocido, como los definidos por el Sistema Internacional de Unidades. A partir de dicho estándar, se establece una cadena ininterrumpida de comparaciones, en la cual cada instrumento o medición es calibrado frente a un estándar de nivel superior dentro de la jerarquía metrológica. Con este proceso se puede asegurar que todas las mediciones puedan ser vinculadas a un estándar internacional.

Un aspecto clave de la trazabilidad es la capacidad de relacionar todas las mediciones trazables con el mismo estándar de referencia. Aunque es necesario precisar que cada paso en la cadena de trazabilidad introduce una pequeña incertidumbre en los resultados, es por esto por lo que se vuelve necesario el calcular y registrar esta incertidumbre en cada etapa para preservar la validez de las comparaciones.

Finalmente, la trazabilidad depende de una documentación que permita demostrar la conexión entre los estándares y las mediciones realizadas. Dentro de la documentación se puede incluir los certificados de calibración, métodos utilizados y los resultados obtenidos.

➤ **Unidad de base:** *“Unidad de medida adoptada por convenio para una magnitud de base”* (VIM, 2009). Las unidades de base son las fundamentales de un sistema de magnitudes, utilizadas para definir otras unidades derivadas. Cada una está asociada a una magnitud física básica.

➤ **Unidad de medida:** *“Magnitud escalar real, definida y adoptada por convenio, con la que se puede comparar cualquier otra magnitud de la misma naturaleza para expresar la relación entre ambas mediante un número”* (VIM, 2009). Las unidades de medida son herramientas fundamentales para expresar magnitudes de manera uniforme y comprensible. Cada unidad

permite cuantificar una magnitud en términos numéricos y facilita la comparación entre diferentes mediciones.

- **Unidad derivada:** “*Unidad de medida de una magnitud derivada*” (VIM, 2009). Las unidades derivadas se obtienen combinando unidades de base según relaciones matemáticas. Estas permiten medir magnitudes más complejas y específicas.

Por ejemplo, el Newton (N) combina el kilogramo, el metro y el segundo, y se utiliza para el cálculo de fuerzas.

- **Validación:** “*Verificación de que los requisitos especificados son adecuados para un uso previsto*” (VIM, 2009). Implica asegurar que los procedimientos, equipos o sistemas no solo cumplen con los requisitos establecidos, sino que también son apropiados para el propósito al que están destinados. Por ejemplo, la validación se utiliza para determinar si un método de medición es adecuado para condiciones específicas, como alta presión o alta temperatura en pozos profundos.

- **Valor medido de una magnitud:** “*Valor de una magnitud que representa un resultado de medida*” (VIM, 2009). El valor medido de una magnitud es el resultado cuantitativo obtenido tras realizar una medición, que se interpreta como una aproximación al valor verdadero.

- **Valor verdadero de una magnitud:** “*Valor de una magnitud compatible con la definición de la magnitud*” (VIM, 2009). El valor verdadero de una magnitud es el ideal exacto, que representa con precisión la magnitud medida. Aunque en la práctica es inalcanzable debido a limitaciones técnicas, se considera una referencia teórica.

- **Verificación:** “*Aportación de evidencia objetiva de que un elemento satisface los requisitos especificados*” (VIM, 2009). La verificación consiste en confirmar, a través de pruebas o evaluaciones, que un equipo, sistema o procedimiento cumple con los requisitos previamente establecidos. En términos sencillos, implica demostrar que algo funciona o cumple con lo esperado.

ANEXO: BASE DE DATOS DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN CAMPOS COSTA AFUERA DE MÉXICO

Medidores y Procesos de producción de aceite en Asignaciones costa afuera											
Campo	Asignación	Provincia petrolera	Punto de medición Operacional	Punto de medición de Referencia	Punto de medición de Transferencia	Punto de medición Fiscal	Tipos de medidores utilizados en la medición operacional	Tipos de medidores utilizados en la medición de referencia	Tipos de medidores utilizados en la medición de transferencia	Tipos de medidores utilizados en la medición fiscal	Procesos aceite
Abkatún	A-0001-6M-CAMPO ABKATÚN	Cuencas del Sureste	Plataformas Abkatún-A, Abkatún-B, Abkatún-F, Abkatún-H y Abkatún-A2	CP Pol-A	TMDB y CCC Palomas	TMDB y CCC Palomas	No especificado	No especificado	Turbina y Ultrasónico	Turbina y Ultrasónico	Separación, deshidratación, desalación, muestreo automático y análisis de calidad
Akal	A-0008-4M-CAMPO AKAL	Cuencas del Sureste	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Arenque	AE-0390-2M-ARENQUE	Tampico - Misanthla	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Ayatsil	A-0032-3M-CAMPO AYATSIL	Cuencas del Sureste	Plataformas Ayatsil-A, Ayatsil-B, Ayatsil-C y Ayatsil-D	Akal-J y CP Ku-H	PB Ku-S, CP Ku-A y TMDB	TMDB, TM Cayo Arcas y CCC Palomas	Multifásico	Ultrasónico	Ultrasónico (PB-Ku-S), Coriolis (E-Ku-A1) y Turbina (TMDB)	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (TMDB y CCC Palomas)	Separación y estabilización
Bacab	A-0035-4M-CAMPO BACAB	Cuencas del Sureste	Directa en pozos	PP Bacab-A	CP Ku-A y TMDB	TMDB, CCC Palomas y Terminal Marítima Cayo Arcas	Estimación teórica	Multifásico	Coriolis, Turbina (TMDB) y Desplazamiento positivo (Cayo Arcas)	Ultrasónico, Turbina y Coriolis	Separación y estabilización
Bolontikú	A-0049-3M-CAMPO BOLONTIKÚ	Cuencas del Sureste	Plataformas Bolontikú-A, Bolontikú-B Y Bolontikú-1	CP Litoral-A y CP Akal-J	CP Ku-S y TMDB	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Multifásico	Coriolis y Ultrasónico	Turbina (TMDB) Y Ultrasónico (PB Ku-S)	Desplazamiento positivo (Cayo Arcas), Ultrasónico (FPSO y CCC Palomas) y Turbina (TMDB)	Separación, deshidratación, desalado y estabilización
Caan	A-0053-3M-CAMPO CAAN	Cuencas del Sureste	Plataformas Caan-A y Caan-C	No se realiza	CP Abkatún-A, CP Akal-J y TMDB	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Multifásico	No se realiza	Coriolis, Ultrasónico y Turbina	Turbina (TMDB y CCC Palomas), Coriolis (CCC Palomas y Cayo Arcas), Ultrasónico (CCC Palomas y FPSO) y Desplazamiento Positivo (CCC Palomas y Cayo Arcas)	Separación, deshidratación, desalado y estabilización
Cahua	AE-0009-6M-TUCOO-XAXAMANI-01	Cuencas del Sureste	Plataforma PP-Cahua-A y Batería de Separación Rabasa	Estación de Medición de Crudo La Venta	CCC Palomas	CCC Palomas	Placa de orificio y Medición estática	No especificado	Ultrasónico	Ultrasónico	Separación, estabilización, acondicionamiento mediante tratadores termoquímicos y prorrateo
Camatl	AE-0148-3M-UCHUKIL	Cuencas del Sureste	Plataforma Cahua-A y Batería de Separación Rabasa	Estación de Medición de Crudo La Venta	Planta Deshidratadora La Venta	CCC Palomas	Placa de orificio, V-Cone y Medición estática	Coriolis	Ultrasónico	Ultrasónico, Turbina y Coriolis	Separación, Deshidratación y Desalado

Chac	A-0078-3M-CAMPO CHAC	Cuencas del Sureste	Plataformas Chac-A y Nohoch-C	CP Nohoch-A	No se realiza	TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio y Coriolis	Ultrasónico y Coriolis	No se realiza	Ultrasónico (CCC Palomas), Coriolis (CCC Palomas) y Turbina (CCC Palomas y TMDB)	Separación, deshidratación y estabilización
Ché	A-0082-2M-CAMPO CHÉ	Cuencas del Sureste	Plataforma Ché-I	Plataformas Chuc-A y Pol-A	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Multifásico	Placa de orificio y Coriolis	Turbina, Coriolis y Desplazamiento Positivo	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, estabilización y deshidratación
Cheek	AE-0024-4M-OKOM-07	Cuencas del Sureste	Plataforma Cheek-A	Plataforma Abkatún-A2	CP Abaktún-A, CP Abkatún-B, Akal-J3 y TMDB	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Coriolis	No especificado	No especificado	Desplazamiento positivo y ultrasónico	Separación, estabilización, deshidratación y desalado
Chuc	A-0089-4M-CAMPO CHUC	Cuencas del Sureste	Plataformas Chuc-A y Chuc-B	TMDB	TMDB y CCC Palomas	TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	Estática (Manual en tanques)	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, estabilización y deshidratación
Esah	AE-0020-4M-OKOM-03	Cuencas del Sureste	Plataforma Esah-A	Plataforma Ixtal-A, CP Abkatún-A, CP Abkatún-D y CP Pol-A	TMDB	TMDB y CCC Palomas	No especificado	No especificado	No especificado	Determinación mediante prorrateo desde pozos hasta TMDB y CCC Palomas	Separación, deshidratación y bombeo
Etkal	A-0130-3M-CAMPO ETKAL	Cuencas del Sureste	Plataforma Etkal-101	CP Pol-A y CP Abkatún-A2	TMDB y CCC Palomas	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Multifásico	Estática (Manual en tanques)	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Turbina, Ultrasónico, Desplazamiento Positivo	Separación, deshidratación, desalado y estabilización
Homol	A-0151-4M-CAMPO HOMOL	Cuencas del Sureste	Plataformas Homol-101 y Homol-A	CP Pol-A	CP Abkatún-A, CP Akal-J y TMDB	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Multifásico	Coriolis	Coriolis (CP-Abkatún-A), Ultrasónico (CP Akal-J) y Turbina (TMDB)	Ultrasónico (CCC Palomas y FPSO), Coriolis (CCC Palomas), Turbina (CCC Palomas y TMDB) y Desplazamiento Positivo (Cayo Arcas)	Separación, estabilización y deshidratación
Itta	AE-0151-3M-UCHUKIL	Cuencas del Sureste	Plataforma Itta-A	Batería de Separación Litoral (TMDB)	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Coriolis	Coriolis	Coriolis y Turbina	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, deshidratación y acondicionamiento
Ixtal	A-0160-4M-CAMPO IXTAL	Cuencas del Sureste	Plataformas Ixtal-A e Ixtal-B	No se realiza	CP Abkatún-A2 y TMDB	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Multifásico	No se realiza	Coriolis (CP Abkatún-A2) y Turbina (TMDB)	Ultrasónico (FPSO y CCC Palomas), Turbina (CCC Palomas y TMDB) y Desplazamiento Positivo (Cayo Arcas)	Separación, estabilización, deshidratación y desalado
Ixtoc	A-0161-5M-CAMPO IXTOC	Cuencas del Sureste	Plataforma Ixtoc-A	TMDB	TMDB y CCC Palomas	TMDB y CCC Palomas	Multifásico	Estática (Manual en tanques)	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación y estabilización
Kab	A-0170	Cuencas del Sureste	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Kambesah	A-0172-3M-CAMPO KAMBESAH	Cuencas del Sureste	Plataforma Kambesah-TA	No se realiza	Akal-TJ y TMDB	TMDB y CCC Palomas	Multifásico	No se realiza	Ultrasónico (Akal-TJ), Coriolis (Akal-	Turbina (TMDB) y	Separación

									TJ) y Turbina (TMDB)	Ultrasónico (CCC Palomas)	
Kax	A-0176-3M-CAMPO KAX	Cuencas del Sureste	Plataforma Kax-I	CP-Litoral-A y CP Pol-A	CP Pol-A, TMDB, Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab y CCC Palomas	CP Pol-A, TMDB, Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab y CCC Palomas	Multifásico	V-Cone, Placa de Orificio y Ultrasónico	Ultrasónico (CP Pol-A, FPSO y CCC Palomas), Turbina (TMDB y CCC Palomas), Coriolis (CCC Palomas) y Desplazamiento Positivo (Cayo Arca)	Ultrasónico (CP Pol-A, FPSO y CCC Palomas), Turbina (TMDB y CCC Palomas), Coriolis (CCC Palomas) y Desplazamiento Positivo (Cayo Arca)	Separación y estabilización
Kayab	AE-0164-M-CAMPECHE ORIENTE	Cuencas del Sureste	PP Kayab-A, PP Kayab-B y PP Kayab-C	PP Kayab-A	PP Zaap-C, CP Ku-A, CP Akal-J, TMDB y CCC Palomas	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	Por definir	No especificado	Desplazamiento positivo (Cayo Arcas), Ultrasónico (FPSO y CCC Palomas) y Turbina (TMDB)	Separación y estabilización (Comienzo de producción 2025)
Koban	AE-0019-5M - OKOM-02	Cuencas del Sureste	Plataforma Koban-A	Plataforma Akal-J	C.P. Litoral-A	FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	Ultrasónico	Coriolis	Coriolis (CCC Palomas), Ultrasónico (FPSO y CCC Palomas) y Turbina (FPSO y TMDB)	Separación, estabilización, deshidratación, bombeo y prorrateo
Ku	A-0183-5M-CAMPO KU	Cuencas del Sureste	Plataformas Ku-A, Ku-B, Ku-C, Ku-F, Ku-G y Ku-S	Plataforma Ku-F	Plataforma Ku-A, CP Ku-A y CP Ku-S	TMDB y CCC Palomas	No especificado	No especificado	No especificado	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, estabilización, deshidratación y desalado
Kuil	A-0184-3M-CAMPO KUIL	Cuencas del Sureste	Plataformas Kuil-A y Kuil-B	No se realiza	CP Abkatun-A y Akal-J	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Multifásico	No se realiza	No se realiza	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas y FPSO)	Separación, deshidratación y estabilización
Lakach	A-0188-3M-CAMPO LAKACH	Golfo de México Profundo	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Lum	A-0196-3M-CAMPO LUM	Cuencas del Sureste	PP Lum-A y PP Lun-I	PP Bacab-A	E-Ku-A1 y TMDB	CCC Palomas, TM Cayo Arcas y TMDB	Estimación teórica	Multifásico	Coriolis (E-Ku-A1), Turbina (TMDB) y Desplazamiento Positivo (Cayo Arcas)	Ultrasónico, Turbina y Coriolis	Separación y estabilización
Maloob	A-0203-4M-CAMPO MALOOB	Cuencas del Sureste	Plataformas Maloob-A, Maloob-B, Maloob-C, Maloob-D, PP-Ku-H, PP-Ku-M y Maloob-I	Plataforma Maloob-A y PB-Ku	PB Zaap-C, E-Ku-A1, PP-Ku-A, PB-Ku-S, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	Coriolis, Ultrasónico, Placa de orificio y V-Cone	Ultrasónico, Coriolis y Turbina	Ultrasónico (FPSO), Desplazamiento Positivo (Cayo Arcas), Coriolis (CCC Palomas) y Turbina (TMDB y CCC Palomas)	Separación, estabilización, deshidratación y desalado
Manik	A-0205-4M-CAMPO MANIK	Cuencas del Sureste	Plataforma Manik-A	Plataforma Ixtal-A, CP Abkatún-A, CP Abkatún-D y CP Pol-A	CP Abkatún-A y TMDB	TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	No especificado	No especificado	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, estabilización, deshidratación y desalado
Manik NW	AE-0020-4M-OKOM-03	Cuencas del Sureste	Plataforma Manik-A	Plataforma Ixtal-A	CP Abkatun-A	TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	No especificado	No especificado	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, estabilización, deshidratación y prorrateo

May	A-0210-4M-CAMPO MAY	Cuencas del Sureste	Plataformas May-A, May-B, May-C, May-D, May-I y May-DII	CP-Litoral-A, PB-Litoral-T, PB-Litoral-A y CP-Akal-J3	TMDB y PB-Ku-S	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Coriolis y Multifásico	Coriolis y Ultrasónico	Turbina y Ultrasónico	Desplazamiento Positivo (Cayo Arcas), Turbina (TMDB) y Ultrasónica (FPSO y CCC Palomas)	Separación
Mulach	AE-0006-11M-AMOCAYAXCHÉ-04	Cuencas del Sureste	Plataforma Mulach-B	No especificado	No especificado	TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	No especificado	No especificado	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, acondicionamiento y prorrato
Nohoch	A-0237-3M-CAMPO NOHOCH	Cuencas del Sureste	Plataformas Nohoch-A, Nohoch-B y Nohoch-C	Plataforma Nohoch-A	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Multifásico, Placa de orificio y Coriolis	Ultrasónico y Coriolis	Turbina y Ultrasónico	Turbina (TMDB) y Ultrasónica (CCC Palomas)	Separación, estabilización, deshidratación y desalado
Och	A-0242-3M-CAMPO OCH	Cuencas del Sureste	Plataformas Och-1B y Och-TA	CP Pol-A	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Coriolis	No especificado	Turbina	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, estabilización y deshidratación
Octli	AE-0009-6M-TUCOO-XAXAMANI-01	Cuencas del Sureste	Plataforma PP-Octli-A, Estación de Rabasa Rabasa y Estación de Compresión Rabasa	Estación de Medición de Crudo La Venta	Planta Deshidratadora La Venta	CCC Palomas	Coriolis y Medición Estática	Coriolis	Ultrasónico	Ultrasónico	Separación, deshidratación, desalación, muestreo automático y análisis de calidad
Onel	A-0245-4M-CAMPO ONEL	Cuencas del Sureste	Plataformas Onel-A y Onel-B	CP Abkatún-A y CP Abkatún-O	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	Coriolis	Coriolis, Desplazamiento Positivo y Turbina	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, estabilización, deshidratación y bombeo
Pit	AE-0165-2M-CAMPECHE ORIENTE	Cuencas del Sureste	PP Pit-B y PP Pit-A	CP Zaap-C	CP Ku-A y TMDB	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Multifásico	Ultrasónico	Ultrasónico (Ku-A) y Turbina (TMDB)	Ultrasónico (CCC Palomas y FPSO), Turbina (CCC Palomas y TMDB) y Desplazamiento Positivo (Cayo Arcas)	Separación y estabilización (inicio de producción en 2025)
Pokche	AE-0151-3M-UCHUKIL	Cuencas del Sureste	Plataformas Pokche-A y Pokche-B	Batería de Separación Litoral (TMDB)	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	Coriolis	Turbina y Coriolis	Turbina (TMDB y CCC Palomas), Coriolis (TMDB), Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, estabilización y deshidratación
Pol	A-0278-3M-CAMPO POL	Cuencas del Sureste	Plataforma Pol-O	CP Pol-A	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	Coriolis	Desplazamiento positivo, Coriolis y Turbina	Turbina	Separación, estabilización, deshidratación y prorrato
Sihil	A-0308-4M-CAMPO SIHIL	Cuencas del Sureste	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Sinán	A-0309-3M-CAMPO SINÁN	Cuencas del Sureste	Plataformas Sinán	CP Litoral-A y CP Akal-J	CP Litoral-A, PB Ku-S y TMDB	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	No especificado	No especificado	No especificado	Desplazamiento Positivo (Cayo Arcas), Turbina (TMDB) y Ultrasónica (FPSO y CCC Palomas)	Separación, Deshidratación y estabilización
Takín	A-0322-3M-CAMPO TAKIN	Cuencas del Sureste	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Taratunich	A-0324-3M-CAMPO TARATUNICH	Cuencas del Sureste	Taratunich-301A y Taratunich-TE	No se realiza	CP Abkatún-A, CP Akal-J y TMDB	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO	No especificado	No especificado	Coriolis	Ultrasónico (CCC Palomas y FPSO), Coriolis (CCC Palomas),	Separación, estabilización, deshidratación y desalado

						Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas					Turbina (CCC Palomas y TMDB) y Desplazamiento Positivo (Cayo Arcas)	
Teca	AE-0009-6M- TUCOO- XAXAMANI- 01	Cuencas del Sureste	Estructura Ligera Marina Teca-A y Batería de Sepración Rabasa	Estación de Medición de Crudo La Venta	Planta Deshidratadora La Venta y Batería de Separación Rabasa	CCC Palomas	Placa de orificio	No especificado	No especificado	Ultrasónico	Separación, estabilización, deshidratación y desalado	
Teekit Profundo	AE-0008-6M- AMOCA- YAXCHÉ-06	Cuencas del Sureste	Plataforma Teekit-A	No se realiza	No se realiza	TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	No se realiza	No se realiza	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación y estabilización	
Tekel	A-0327-2M- CAMPO TEKEL	Cuencas del Sureste	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	
Tetl	AE-0006-11M- AMOCA- YAXCHÉ-04	Cuencas del Sureste	Plataforma Tetl-A	No se realiza	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	No se realiza	Turbina	Ultrasónico	Separación, estabilización y bombeo	
Tlacame	AE-0006-11M- AMOCA- YAXCHÉ-04	Cuencas del Sureste	Plataforma Tlacame-A	Batería de Separación Litoral (TMDB)	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	No especificado	No especificado	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, estabilización y prorratoe	
Tlamatini	AE-0151-3M- UCHUKIL	Cuencas del Sureste	Plataforma Tlamatini- A	TMDB y CCC Palomas	TMDB y CCC Palomas	TMDB y CCC Palomas	Coriolis	Coriolis, Turbina y Ultrasónico (mismos sistemas)	Coriolis, Turbina y Ultrasónico (mismos sistemas)	Coriolis, Turbina y Ultrasónico (mismos sistemas)	Separación, estabilización y acondicionamiento	
Tsimin	A-0352-4M- CAMPO TSIMÍN	Cuencas del Sureste	Plataformas Tsimín-A, Tsimín-B, Tsimín-C y Tsimín-D	C.P. Litoral-A	CP Ku-A y TMDB	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Multifásico	Turbina	No especificado	Turbina, Ultrasónico, Desplazamiento Positivo	Separación y estabilización	
Uchbal	AE-0006-11M- AMOCA- YAXCHÉ-04	Cuencas del Sureste	Plataforma Xikin-A y Xikin-B	TMDB	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Coriolis	No especificado	Ultrasónico	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, acondicionamiento y bombeo	
Uech	A-0358-3M- CAMPO UECH	Cuencas del Sureste	Plataformas Uech-TB y Uech-A	CP Litoral- A y CP Akai-J	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Multifásico	Coriolis	Ultrasónico (TMDB y CCC Palomas), Turbina (TMDB y CCC Palomas), Desplazamiento Positivo (Cayo Arcas) y Ultrasónico (FPSO y CCC Palomas)	Ultrasónico (TMDB y CCC Palomas), Turbina (TMDB y CCC Palomas), Desplazamiento Positivo (Cayo Arcas) y Ultrasónico (FPSO y CCC Palomas)	Separación y estabilización	
Xanab	A-0369-4M- CAMPO XANAB	Cuencas del Sureste	Plataformas Xanab-A, Xanab-B, Xanab-C y Xanab-D	Batería de Separación Litoral (TMDB)	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Coriolis	Estática (Manual en tanques)	Coriolis	Turbina (TMDB) y Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, estabilización y bombeo	
Xanab SE	AE-0151-3M- UCHUKIL	Cuencas del Sureste	Plataforma Xanab-201	Batería de Separación Litoral (TMDB)	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Coriolis	Coriolis	Coriolis y Turbina	Turbina (TMDB y CCC Palomas), Coriolis (CCC Palomas), Ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, estabilización, acondicionamiento y bombeo	
Xikin	AE-0006-11M- AMOCA- YAXCHÉ-04	Cuencas del Sureste	Plataformas Xikin-A y Xikin-B	Batería de Separación Litoral (TMDB)	Batería de Separación Litoral (TMDB)	TMDB y CCC Palomas	Coriolis	Coriolis	Coriolis y Turbina	Turbina (TMDB) y ultrasónico (CCC Palomas)	Separación, deshidratación y acondicionamiento	
Xux	A-0371-4M- CAMPO XUX	Cuencas del Sureste	Plataformas Xux-A y Xux-B	CA-Litoral- A, PB-	E-Ku-A	Terminal Marítima Cavo	Placa de orificio	Coriolis y Ultrasónico	Ultrasónico	Desplazamiento Positivo,	Separación y estabilización	

				Litoral-A y PB-Akal-J3		Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas				Ultrasónico y Turbina	
Yaxché	A-0373-4M-CAMPO YAXCHÉ	Cuencas del Sureste	Plataformas Yaxché-A y Yaxché-C	Batería de Separación Litoral (TMDB)	TMDB	TMDB y CCC Palomas	Coriolis y Multifásico	Coriolis	Coriolis y Turbina	Coriolis y Turbina	Separación, estabilización y bombeo
Zaap	A-0375-4M-CAMPO ZAAP	Cuencas del Sureste	Plataforma Zaap-A, Zaap-B, Zaap-C, Zaap-D, Zaap-E y Zaap-M	Plataforma Zaap-C y Zaap-A	CP Zaap-C, CP Ku-A, CP Akal-C, CP Akal-J y CP Nohoch-A	Terminal Marítima Cayo Arcas, FPSO Yúum K'ak'náab, TMDB y CCC Palomas	Placa de orificio	No especificado	No especificado	Turbina, Coriolis y Ultrasónico	Separación y estabilización
Zama	AE-0152-2M-UCHUKIL y CNH-R01-L01-A7/2015	Cuencas del Sureste	Plataformas Zama-A y Zama-B	No se realiza	Salida de la Batería de Separación Zama (aquí se determina el precio de los hidrocarburos, es decir, funciona como Punto de Medición)	No se realiza	Coriolis	No se realiza	Coriolis	No se realiza	Separación, estabilización, deshidratación y desalado (inicio de producción en diciembre de 2025)

Medidores y Procesos de producción de gas en Asignaciones costa afuera

Campo	Asignación	Provincia petrolera	Punto de medición Operacional	Punto de medición de Referencia	Punto de medición de Transferencia	Punto de medición Fiscal	Tipos de medidores utilizados en la medición operacional	Tipos de medidores utilizados en la medición de referencia	Tipos de medidores utilizados en la medición de transferencia	Tipos de medidores utilizados en la medición fiscal	Procesos gas
Abkatún	A-0001-6M-CAMPO ABKATÚN	Cuencas del Sureste	Plataformas Abkatún-A y Abkatún-A2	CP Abkatún-A	CPG Cactus, CPG Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex	CPG Cactus, CPG Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex	Placa de orificio	No especificado	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación, rectificación, endulzamiento, eliminación de líquidos, compresión y acondicionamiento
Akal	A-0008-4M-CAMPO AKAL	Cuencas del Sureste	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Arenque	AE-0390-2M-ARENQUE	Tampico - Misantla	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Ayatsil	A-0032-3M-CAMPO AYATSIL	Cuencas del Sureste	Plataformas Ayatsil-A, Ayatsil-B, Ayatsil-C y Ayatsil-D	CP Ku-S, CP Ku-A y Akal-C8	Akal-J2, Akal-J4, Akal-C6, Akal-C7 y CA-Ku-A1	Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex, CPG Cd. Pemex, CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	Multifásico	V-Cone	Placa de orificio, V-Cones y Ultrasónico	Placa de orificio	Separación
Bacab	A-0035-4M-CAMPO BACAB	Cuencas del Sureste	Pozos	Ku-A, E-Ku-A1, Akal-J2 y Akal-C7	Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex, CPG Nuevo Pemex y CPG Cd. Pemex	Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex, CPG Nuevo Pemex y CPG Cd. Pemex	Estimación teórica	Ultrasónico, Placa de orificio y V-Cone	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación y compresión
Bolontikú	A-0049-3M-CAMPO BOLONTIKÚ	Cuencas del Sureste	Plataformas Bolontikú-A, Bolontikú-B Y Bolontikú-1	CP Litoral-A y CP Pol-A	CP Pol-A y CP Abkatún-D	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex, CPG Cactus y Centro de Distribución	Multifásico	V-Cone, Placa de orificio y Ultrasónico	Ultrasónico	Placa de orificio	Separación y rectificación

						de Gas Marino Cd. Pemex					
Caan	A-0053-3M-CAMPO CAAN	Cuencas del Sureste	Plataformas Caan-A y Caan-C	Plataforma Abkatún-A	Plataforma Abkatun-A	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	Multifásico	Placa de orificio	Ultrasónico	Placa de orificio	Separación y compresión
Cahua	AE-0009-6M-TUCOO-XAXAMANI-01	Cuencas del Sureste	Plataforma PP-Cahua-A, Batería de Separación Rabasa y Estación de Compresión Rabasa	Estación de Medición de Gas La Venta	No se realiza	CPG La Venta	Medidor multifásico y Placa de orificio	Placa de orificio	No se realiza	Placa de orificio	Separación, rectificación, compresión, cromatografía y prorrateo
Camatl	AE-0148-3M-UCHUKIL	Cuencas del Sureste	Plataforma Cahua-A, Batería de Separación Rabasa y Estación de Compresión Rabasa	Centro Procesador de Gas La Venta	No se realiza	CPG La Venta	Placa de orificio y V-Cone	Placa de orificio y V-Cone	No se realiza	Placa de orificio	Separación, compresión y cromatografía
Chac	A-0078-3M-CAMPO CHAC	Cuencas del Sureste	Plataformas Chac-A y Nohoch-A	Plataforma Nohoch-A	Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex	Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex	Placa de orificio y V-Cone	Placa de orificio y Tubo Venturi	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación y compresión
Ché	A-0082-2M-CAMPO CHÉ	Cuencas del Sureste	Plataforma Ché-1	Plataforma Chuc-A y TMDB	CP Pol-A y TMDB	CPG Cactus, CPG Nuevo Pemex y CPG Cd. Pemex	Multifásico	Placa de orificio	Ultrasónico (Plataforma Pol-A) y Placa de Orificio (TMDB)	Placa de orificio	Separación y compresión
Cheek	AE-0024-4M-OKOM-07	Cuencas del Sureste	Plataforma Cheek-A	CP Abkatún-A	CP Abaktún-A	Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex, CPG Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex	Placa de orificio	Estimación cromatográfica	No especificado	Placa de orificio	Separación, compresión y cromatografía
Chuc	A-0089-4M-CAMPO CHUC	Cuencas del Sureste	Plataforma Chuc-A	CP Pol-A, Atasta	CP Pol-A	CPG Nuevo Pemex, CDGM Cd. Pemex, Cd. Pemex y CPG Cactus	Placa de orificio	Placa de orificio	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación, compresión, rectificación y cromatografía
Esah	AE-0020-4M-OKOM-03	Cuencas del Sureste	Plataforma Esah-A	Plataforma Ixtal-A, CP Abkatún-D, CP Abkatún-A y CP Pol-A	CP Abkatún-D, CP Abkatún-A, CP Pol-A, Atasta	Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex	No especificado	No especificado	No especificado	Determinación mediante prorrateo desde pozos hasta CDGM Cd. Pemex y Nuevo Pemex	Separación, compresión, cromatografía y prorrateo
Etkal	A-0130-3M-CAMPO ETKAL	Cuencas del Sureste	Plataforma Etkal-101	CP Pol-A y TMDB	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex, CPG Cactus y Centro de Distribución de Gas Marini Cd. Pemex	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex, CPG Cactus y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	Placa de orificio	Placa de orificio y Ultrasónico	Placa de orificio y Ultrasónico	Placa de orificio y Ultrasónico	Separación, rectificación, endulzamiento y cromatografía
Homol	A-0151-4M-CAMPO HOMOL	Cuencas del Sureste	Plataforma Homol-A	CP Pol-A	CP Pol-A	CPG Cd. Pemex, Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex	Multifásico	Placa de orificio y V-Cone	Ultrasónico	Placa de orificio y Coriolis (CPG Nuevo Pemex)	Separación y compresión

Itta	AE-0151-3M-UCHUKIL	Cuencas del Sureste	Plataforma Itta-A	Batería de Separación Litoral	TMDB	CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	Coriolis	V-Cone y Ultrasónico	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación, compresión y cromatografía
Ixtal	A-0160-4M-CAMPO IXTAL	Cuencas del Sureste	Plataformas Ixtal-A e Ixtal-B	CP Abkatún-A y CP Abkatún-B	CP Abkatún-A y CP Abkatún-B	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	Multifásico	Placa de orificio	Ultrasónico	Placa de orificio	Separación y compresión
Ixtoc	A-0161-5M-CAMPO IXTOC	Cuencas del Sureste	Plataforma Ixtoc-A	No se realiza	Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	CPG Nuevo Pemex, CDGM Cd. Pemex y CPG Cd. Pemex	Multifásico	No se realiza	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación, rectificación, endulzamiento y compresión
Kab	A-0170	Cuencas del Sureste	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Kambesah	A-0172-3M-CAMPO KAMBESAH	Cuencas del Sureste	Plataforma Kambesah-TA	Plataforma Akal-J	Plataformas Akal-C6 y Akal-C7	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex y CPG Cactus	Multifásico	Placa de orificio	Placa de orificio (Akal-C6) y V-Cone (Akal-C7)	Placa de orificio	Separación y compresión
Kax	A-0176-3M-CAMPO KAX	Cuencas del Sureste	Plataforma Kax-1	CP Litoral-A y CP Pol-A	CP Pol-A, TMDB, CPG Cactus, CPG Cd. Pemex, Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex	CP Pol-A, TMDB, CPG Cactus, CPG Cd. Pemex, Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex	Multifásico	V-Cone, Placa de orificio y Ultrasónico	Ultrasónico (CP Pol-A), Turbina (TMDB) y Placa de orificio (CPG Cactus, CPG Ciudad Pemex, CDGM Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex)	Ultrasónico (CP Pol-A), Turbina (TMDB) y Placa de orificio (CPG Cactus, CPG Ciudad Pemex, CDGM Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex)	Separación, compresión y cromatografía
Kayab	AE-0164-M-CAMPECHE ORIENTE	Cuencas del Sureste	PP Kayab-A, PP Kayab-B y PP Kayab-C	PP Kayab-A	CP Ku-A, Corredor de Gas Atasta, Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex, CPG Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex, CPG Cactus y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	Placa de orificio y V-Cone	Placa de orificio	No especificado	Placa de orificio	Separación y compresión
Koban	AE-0019-5M-OKOM-02	Cuencas del Sureste	Plataforma Koban-A	Plataforma E-Litoral-A y C.P. Pol-A	Descarga general de módulos	CPG Cd. Pemex, CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus	Placa de orificio	Ultrasónico	Ultrasónico	Placa de orificio	Separación, compresión y cromatografía
Ku	A-0183-5M-CAMPO KU	Cuencas del Sureste	Plataformas Ku-A, Ku-B, Ku-C, Ku-F, Ku-G y Ku-S	Plataformas Akal-C6, Akal C-7, Akal-J2 y Akal-J4	Plataformas Akal-C6, Akal C-7, Akal-J2 y Akal-J4	CPG Nuevo Pemex y CPG Cd. Pemex	No especificado	No especificado	No especificado	Placa de orificio	Separación, compresión y endulzamiento
Kuil	A-0184-3M-CAMPO KUIL	Cuencas del Sureste	Plataformas Kuil-A y Kuil-B	CP Abkatún-A	CP Abkatún-A, CP Akal-J y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	CPG Cactus, CPG Nuevo Pemex y CPG Cd. Pemex	Multifásico	No especificado	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación, compresión y cromatografía
Lakach	A-0188-3M-CAMPO LAKACH	Golfo de México Profundo	En cada árbol submarino (7 en total)	Estación Autónoma de Gas Lakach	Salida de la Estación Autónoma de Gas Lakach	Estación de Recompresión 5 Lerdo	Multifásico	No especificado	Ultrasónico	Ultrasónico	Separación, deshidratación, control de punto de rocío y acondicionamiento (inicio de producción en diciembre de 2025)
Lum	A-0196-3M-CAMPO LUM	Cuencas del Sureste	PP Lum-A y PP Lun-1	Ku-A, CA-Ku-A, Akal-J2 y Akal-C7	Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex, CPG Nuevo Pemex y CPG Cd. Pemex	Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex, CPG Nuevo Pemex y CPG Cd. Pemex	Estimación teórica	Placa de orificio	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación y compresión

Maloob	A-0203-4M-CAMPO MALOOB	Cuencas del Sureste	Plataformas Maloob-A, Maloob-B, Maloob-C, Maloob-D, PP-Ku-H, PP-Ku-M y Maloob-I	FPSO YKN, PB-Ku-M, PB-Ku-H, PB-Ku-S y PB-Zaap-C	Plataformas Akal-J2, Akal-J4 y Akal-C6	CPG Nuevo Pemex, CPG Cactus, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	Placa de orificio	Placa de orificio y V-Cone	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación y compresión
Manik	A-0205-4M-CAMPO MANIK	Cuencas del Sureste	Plataforma Manik-A	Plataforma Ixtal-A, CP Abkatún-D, CP Abkatún-A y CP Pol-A	CP Abkatún-A, CP Abkatún-D, CP Pol-A y Atasta	CPG Nuevo Pemex, CPG Cactus y CPG Cd. Pemex	Placa de orificio	No especificado	Ultrasónico	Placa de orificio	Separación, rectificación y compresión
Manik NW	AE-0020-4M-OKOM-03	Cuencas del Sureste	Plataforma Manik-A	Plataforma Ixtal-A y Abkatun-D	Abkatun-D	CPG Nuevo Pemex, CPG Cactus y CPG Cd. Pemex	Placa de orificio	No especificado	No especificado	Placa de orificio	Separación, compresión y cromatografía
May	A-0210-4M-CAMPO MAY	Cuencas del Sureste	Plataformas May-A, May-B, May-C, May-D, May-1 y May-DII	CP-Litoral-A, PB-Litoral-T, CB-Litoral-A, E-Litoral-A y CP-Pol-A	CP-Pol-A y CP-Abkatun-D	CPG Nuevo Pemex, CPG Cactus, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	Coriolis y Multifásico	V-Cone, Placa de orificio y Ultrasónico	Ultrasónico	Placa de orificio	No especificado
Mulach	AE-0006-11M-AMOCA-YAXCHÉ-04	Cuencas del Sureste	Plataforma Mulach-B	No se realiza	Estación de Compresión Litoral	CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus	Placa de orificio	No se realiza	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación, compresión, cromatografía y prorrateo
Nohoch	A-0237-3M-CAMPO NOHOCH	Cuencas del Sureste	Plataformas Nohoch-A, Nohoch-B y Nohoch-C	Plataforma Nohoch-A	CP Nohoch-A	CP Nohoch-A	Multifásico y Placa de Orificio	Tubo Venturi y Placa de orificio	Placa de orificio	No especificado	Separación y compresión
Och	A-0242-3M-CAMPO OCH	Cuencas del Sureste	Plataformas Och-1B y Och-TA	CP Pol-A	CP Pol-A	CPG Nuevo Pemex, CPG Cactus, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	Coriolis	Placa de orificio	Ultrasónico	Placa de orificio	Separación, rectificación, compresión, cromatografía y prorrateo
Octli	AE-0009-6M-TUCOO-XAXAMANI-01	Cuencas del Sureste	Plataforma PP-Octli-A, Bateria de Separación Rabasa y Estación de Compresión Rabasa	Estación de Medición de Gas La Venta y Complejo Procesador de Gas La Venta	No se realiza	Complejo Procesador de Gas La Venta	V-Cone y Ultrasónico	Placa de orificio	No se realiza	Placa de orificio	Separación, rectificación y compresión
Onel	A-0245-4M-CAMPO ONEL	Cuencas del Sureste	Plataformas Onel-A y Onel-B	CP Abkatún-A y Plataforma Ixtal-A	Abkatún-A	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex y CPG Cactus	Placa de orificio	Placa de orificio	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación, rectificación, compresión y endulzamiento
Pit	AE-0165-2M-CAMPECHE ORIENTE	Cuencas del Sureste	PP Pit-B y PP Pit-A	CP Zaap-C	CP Akal-J	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	Multifásico	Placa de orificio	Placa de orificio	Placa de orificio y Coriolis	Separación
Pokche	AE-0151-3M-UCHUKIL	Cuencas del Sureste	Plataformas Pokche-A y Pokche-B	Bateria de Separación Litoral	Estación de Compresión Litoral (TMDB)	CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	Placa de orificio	V-Cone y Ultrasónico	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación y compresión
Pol	A-0278-3M-CAMPO POL	Cuencas del Sureste	Plataforma Pol-O	CP Pol-A y TMDB	CP Pol-A y TMDB	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex y CPG Cactus	Placa de orificio	Placa de Orificio y V-Cone	Ultrasónico y Placa de Orificio	Placa de orificio	Separación, compresión y cromatografía
Sihi	A-0308-4M-CAMPO SIHIL	Cuencas del Sureste	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información

Sinán	A-0309-3M-CAMPO SINÁN	Cuencas del Sureste	Plataformas Sinán	CP Litoral-A y CP Pol-A	CP Pol-A y TMDB	CPG Nuevo Pemex, CPG Cactus, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	No especificado	No especificado	No especificado	Placa de orificio	Separación y rectificación
Takín	A-0322-3M-CAMPO TAKIN	Cuencas del Sureste	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Taratunich	A-0324-3M-CAMPO TARATUNICH	Cuencas del Sureste	Taratunich-301A y Taratunich-TE	CP Abkatún-A	CP Atasta Y CP Pol-A	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	No especificado	No especificado	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación, rectificación y compresión
Teca	AE-0009-6M-TUCOO-XAXAMANI-01	Cuencas del Sureste	Estructura Ligera Marina Teca-A, Batería de Separación Rabasa y Estación de Compresión Rabasa	Estación de Medición de Gas CPG La Venta	Complejo Procesador de Gas La Venta	Complejo Procesador de Gas La Venta	Placa de orificio	No especificado	No especificado	Placa de orificio	Separación, rectificación y compresión
Teekit Profundo	AE-0008-6M-AMOCA-YAXCHÉ-06	Cuencas del Sureste	Plataforma Teekit-A	CP Litoral	CPG Nuevo Pemex	CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	Placa de orificio	No especificado	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación, rectificación y compresión
Tekel	A-0327-2M-CAMPO TEKEL	Cuencas del Sureste	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información	Sin información
Tetl	AE-0006-11M-AMOCA-YAXCHÉ-04	Cuencas del Sureste	Plataforma Tetl-A y Cabezal de Gas en Plataformas Tiacame-A y Yaxché-A	No se realiza	Estación de Compresión Litoral	CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	Placa de orificio	No se realiza	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación, rectificación y compresión
Tlacame	AE-0006-11M-AMOCA-YAXCHÉ-04	Cuencas del Sureste	Plataforma Tlacame-A	Batería de Separación Litoral (TMDB)	Estación de Compresión Litoral	CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	Placa de orificio	No especificado	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación, compresión, endulzamiento, cromatografía y prorrateo
Tlamatini	AE-0151-3M-UCHUKIL	Cuencas del Sureste	Plataforma Tlamatini-A	TMDB	TMDB, CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	Coriolis	Placa de orificio, Coriolis y Ultrasónico	Placa de orificio, Coriolis y Ultrasónico	Placa de orificio	Separación y compresión
Tsimín	A-0352-4M-CAMPO TSIMÍN	Cuencas del Sureste	Plataformas Tsimín-A, Tsimín-B, Tsimín-C y Tsimín-D	C.P. Litoral-A	No especificado	CPG Nuevo Pemex, CPG Cactus, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	Multifásico	Placa de orificio	No especificado	Placa de orificio	Separación y compresión
Uchbal	AE-0006-11M-AMOCA-YAXCHÉ-04	Cuencas del Sureste	Plataformas Xikin-A y Xikin-B	Batería de Separación Litoral	CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	Placa de orificio	No especificado	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación y cromatografía
Uech	A-0358-3M-CAMPO UECH	Cuencas del Sureste	PB-Litoral-T	CP Litoral-A y CP Pol-A	CP Pol-A, TMDB, CPG Cactus, CPG Cd. Pemex, Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex	CP Pol-A, TMDB, CPG Cactus, CPG Cd. Pemex, Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex	Coriolis	Ultrasónico y Placa de orificio	Ultrasónico (CP Pol-A), Turbina (TMDB) y Placa de orificio (CPG Cactus, CPG Ciudad Pemex, CDGM Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex)	Ultrasónico (CP Pol-A), Turbina (TMDB) y Placa de orificio (CPG Cactus, CPG Ciudad Pemex, CDGM Cd. Pemex y CPG Nuevo Pemex)	Separación, compresión y cromatografía

Xanab	A-0369-4M-CAMPO XANAB	Cuencas del Sureste	Plataformas Xanab-A, Xanab-B, Xanab-C y Xanab-D	Batería de Separación Litoral	Estación de Compresión (TMDB)	CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	Coriolis	V-Cone y Ultrasónico	Placa de Orificio	Placa de orificio	Separación, rectificación, compresión, cromatografía y prorrateo
Xanab SE	AE-0151-3M-UCHUKIL	Cuencas del Sureste	Plataforma Xanab-201	Batería de Separación Litoral	Estación de Compresión (TMDB)	CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	Coriolis	V-Cone y Ultrasónico	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación y compresión
Xikin	AE-0006-11M-AMOCA-YAXCHÉ-04	Cuencas del Sureste	Plataformas Xikin-A y Xikin-B	Batería de Separación Litoral	TMDB	CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	Coriolis	V-Cone y Ultrasónico	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación y compresión
Xux	A-0371-4M-CAMPO XUX	Cuencas del Sureste	Plataformas Xux-A y Xux-B	CA-Litoral-A, CB-Litoral-A, E-Litoral-A y CP Pol-A	TMDB, CP POL-A y CP Abkatún-D	CPG Nuevo Pemex, CPG Cactus y CPG Cd. Pemex	Placa de orificio	V-Cone, Placa de orificio y Ultrasónico	Ultrasónico	Placa de orificio	Separación y compresión
Yaxché	A-0373-4M-CAMPO YAXCHÉ	Cuencas del Sureste	Yaxché-A y Yaxché-C	TMDB	Estación de Compresión (TMDB)	CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex	Placa de Orificio	V-Cone y Ultrasónico	Placa de Orificio	Placa de orificio	Separación, rectificación, compresión, cromatografía y prorrateo
Zaap	A-0375-4M-CAMPO ZAAP	Cuencas del Sureste	Plataforma Zaap-A, Zaap-B, Zaap-C, Zaap-D, Zaap-E y Zaap-M	CP Ku-M, CP Ku-A, CP Zaap-C y CP Akal-C	CP Akal-J, CP Akal-C y CP Nohoch-A	CPG Nuevo Pemex, CPG Cactus, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	Placa de orificio	No especificado	No especificado	Placa de orificio	Separación, compresión y endulzamiento
Zama	AE-0152-2M-UCHUKIL y CNH-R01-L01-A7/2015	Cuencas del Sureste	Plataforma Zama-B	Batería de Separación Zama	Salida de la Batería de Separación Zama (aquí se determina el precio de los hidrocarburos, es decir, funciona como Punto de Medición)	Salida de la Batería de Separación Zama	Coriolis	Placa de orificio	No especificado	Placa de orificio	Separación, rectificación y compresión

Medidores y Procesos de producción de aceite en Áreas Contractuales costa afuera												
Campo	Contrato	Operador	Provincia petrolera	Punto de medición Operacional	Punto de medición de Referencia	Punto de medición de Transferencia	Punto de medición Fiscal	Tipos de medidores utilizados en la medición operacional	Tipos de medidores utilizados en la medición de referencia	Tipos de medidores utilizados en la medición de transferencia	Tipos de medidores utilizados en la medición fiscal	Procesos aceite
Amoca	CNH-R01-L02-A1/2015	Eni México	Cuencas del Sureste	Plataformas Amoca WHP1 y WHP2	Onshore Receiving Facilities (ORF)	No se realiza	FPSO Miamte y Planta Deshidratadora La Venta	Multifásico	Coriolis y Estática en tanque	No se realiza	Ultrasónico	Separación, deshidratación y estabilización
Balam	CNH-M1-EK-BALAM/2017	Pemex	Cuencas del Sureste	Plataformas pertenecientes al Área Contractual Ek-Balam	No se realiza	CP Akal-B	TMDB y CCC Palomas	Ultrasónico	No se realiza	Ultrasónico y V-Cone	Placa de orificio y Turbina	Separación
Ek	CNH-M1-EK-BALAM/2017	Pemex	Cuencas del Sureste	Plataformas pertenecientes al Área Contractual Ek-Balam	No se realiza	Plataformas Akal-J2, Akal-J4 y TMDB	TMDB y CCC Palomas	Ultrasónico	No se realiza	Ultrasónico y V-Cone	Placa de orificio	Separación
Hokchi	CNH-R01-L02-A2/2015	Hokchi Energy	Cuencas del Sureste	Plataforma Satélite HES y Plataforma Central HOE	Hokchi Planta Paraíso	Hokchi Planta Paraíso - Hokchi Punto de Entrega	Hokchi Punto de entrega (Exportación)	Multifásico	Coriolis	Coriolis	Coriolis	Separación, deshidratación, desalado y exportación
Ichalkil	CNH-R01-L02-A4/2015	Fieldwood Energy	Cuencas del Sureste	Plataforma Ichalkil-2DEL	No se realiza	No se realiza	Plataforma Tumut-A	Coriolis	No se realiza	No se realiza	Coriolis	Separación
Miztón	CNH-R01-L02-A1/2015	Eni México	Cuencas del Sureste	Plataformas Miztón WHP	Onshore Receiving Facilities (ORF)	No se realiza	FPSO Miamte y Planta Deshidratadora La Venta	Multifásico	Coriolis y Estática en tanque	No se realiza	Ultrasónico	Separación, deshidratación y estabilización

Pokoch	CNH-R01-L02-A4/2015	Fieldwood Energy	Cuencas del Sureste	Plataforma Pokoch-IDEL	No se realiza	No se realiza	Plataforma Tumut-A	Coriolis	No se realiza	No se realiza	Coriolis	Separación
Tecoalli	CNH-R01-L02-A1/2015	Eni México	Cuencas del Sureste	Plataforma Tecoalli	Onshore Receiving Facilities (ORF)	No se realiza	FPSO Miamte y Planta Deshidratadora La Venta	Multifásico	Coriolis y Estática en tanque	No se realiza	Ultrasónico	Separación, deshidratación y estabilización
Trión	CNH-A1-TRIÓN/2016	Woodside	Golfo de México Profundo	En cada pozo en el lecho marino	Unidad de Producción Flotante (FPU)	No se realiza	Buque Flotante de Almacenamiento (FSO)	Multifásico	Coriolis	No se realiza	Coriolis	Separación, procesado y bombeo (inicia producción en 2028)

Medidores y Procesos de producción de gas en Áreas Contractuales costa afuera												
Campo	Contrato	Operador	Provincia petrolera	Punto de medición Operacional	Punto de medición de Referencia	Punto de medición de Transferencia	Punto de medición Fiscal	Tipos de medidores utilizados en la medición operacional	Tipos de medidores utilizados en la medición de referencia	Tipos de medidores utilizados en la medición de transferencia	Tipos de medidores utilizados en la medición fiscal	Procesos gas
Amoca	CNH-R01-L02-A1/2015	Eni México	Cuencas del Sureste	Plataforma Tecoalli	Onshore Receiving Facilities (ORF)	No se realiza	Onshore Receiving Facilities (ORF)	Multifásico, Placa de orificio y ultrasónico	Ultrasónico	No se realiza	Ultrasónico	Separación, compresión y rectificación
Balam	CNH-M1-EK-BALAM/2017	Pemex	Cuencas del Sureste	Plataformas pertenecientes al Área Contractual Ek-Balam	CP Akal-J2	Akal-J2 y Akal-J4	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	Placa de orificio y ultrasónico	Placa de orificio	Placa de orificio	Placa de orificio	Separación
Ek	CNH-M1-EK-BALAM/2017	Pemex	Cuencas del Sureste	Plataformas pertenecientes al Área Contractual Ek-Balam	CP Akal-J2	Akal-J2 y Akal-J4	CPG Nuevo Pemex, CPG Cd. Pemex y Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex	Placa de orificio y ultrasónico	Placa de orificio	Placa de orificio	No especificado	Separación
Hokchi	CNH-R01-L02-A2/2015	Hokchi Energy	Cuencas del Sureste	Plataforma Satélite HES y Plataforma Central HOE	Hokchi Planta Paraíso	Hokchi Planta Paraíso	Hokchi Punto de entrega (Exportación)	Multifásico	No especificado	Ultrasónico	Ultrasónico	Separación, deshidratación y compresión
Ichalkil	CNH-R01-L02-A4/2015	Fieldwood Energy	Cuencas del Sureste	Plataforma Ichalkil-2DEL	No se realiza	No se realiza	Plataforma Tumut-A	Ultrasónicos (para destrucción controlada)	No se realiza	No se realiza	Coriolis	Separación
Miztón	CNH-R01-L02-A1/2015	Eni México	Cuencas del Sureste	Plataforma Tecoalli	Onshore Receiving Facilities (ORF)	No se realiza	Onshore Receiving Facilities (ORF)	Multifásico, Placa de orificio y ultrasónico	Ultrasónico	No se realiza	Ultrasónico	Separación, compresión y rectificación
Pokoch	CNH-R01-L02-A4/2015	Fieldwood Energy	Cuencas del Sureste	Plataforma Pokoch-IDEL	No se realiza	No se realiza	Plataforma Tumut-A	Ultrasónicos (para destrucción controlada)	No se realiza	No se realiza	Coriolis	Separación
Tecoalli	CNH-R01-L02-A1/2015	Eni México	Cuencas del Sureste	Plataforma Tecoalli	Onshore Receiving Facilities (ORF)	No se realiza	Onshore Receiving Facilities (ORF)	Multifásico, Placa de orificio y ultrasónico	Ultrasónico	No se realiza	Ultrasónico	Separación, compresión y rectificación
Trión	CNH-A1-TRIÓN/2016	Woodside	Golfo de México Profundo	En cada pozo en el lecho marino	FPU (para autoconsumo, generación eléctrica y gas a inyección)	No se realiza	Descarga de compresores de entrega en FPU antes de ducto de transporte	Multifásico y V-Cone	Coriolis	No se realiza	Ultrasónico	Separación, deshidratación y compresión