EVALUACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS



1 de enero de 2022

GOBIERNO DE MÉXICO

PEMEX®
POR EL RESCATE DE LA SOBERANÍA

EVALUACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

1 de enero de 2022

© 2022 Pemex Exploración y Producción

Derechos Reservados. Ninguna parte de esta publicación puede reproducirse, almacenarse o transmitirse de ninguna forma, ni por ningún medio, sea éste electrónico, químico, mecánico, óptico, de grabación o de fotocopia, ya sea para uso personal o lucro, sin la previa autorización por escrito de parte de Pemex Exploración y Producción.

Contenido

Página

Prefacio **vi**

1 Introducción **1**

2 Definiciones básicas **3**

2.1 Volumen original de hidrocarburos 4

2.2 Recursos petroleros 5

2.2.1 Volumen original de hidrocarburos total *in-situ* 6

2.2.1.1 Volumen original de hidrocarburos no descubierto 6

2.2.1.2 Volumen original de hidrocarburos descubierto 6

2.2.2 Recursos prospectivos 6

2.2.3 Recursos contingentes 7

2.3 Reservas de hidrocarburos 7

2.3.1 Reservas probadas 8

2.3.1.1 Reservas desarrolladas 10

2.3.1.2 Reservas no desarrolladas 10

2.3.2 Reservas no probadas 11

2.3.2.1 Reservas probables 11

2.3.2.2 Reservas posibles 12

2.4 Petróleo crudo equivalente 12

3 Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022 **15**

3.1 Precio de los hidrocarburos 17

3.2 Petróleo crudo equivalente 18

3.2.1 Comportamiento del gas en instalaciones de manejo y transporte de PEP 19

3.2.2 Comportamiento del gas en los complejos procesadores 21

3.3 Reservas remanentes totales 24

3.3.1 Reservas remanentes probadas 30

3.3.1.1 Reservas probadas desarrolladas 32

3.3.1.2 Reservas probadas no desarrolladas 35

3.3.2 Reservas probables 37

3.3.3 Reservas posibles 40

Página

4 Descubrimientos **43**

4.1 Resultados obtenidos 45

4.2 Descubrimientos terrestres 46

4.3 Descubrimientos marinos 65

4.4 Trayectoria histórica de los descubrimientos 68

5 Distribución de las reservas de hidrocarburos **71**

5.1 Subdirección de Producción Región Marina Noreste 72

5.1.1 Evolución de los volúmenes originales 73

5.1.2 Evolución de las reservas 74

5.2 Subdirección de Producción Región Marina Suroeste 80

5.2.1 Evolución de los volúmenes originales 81

5.2.2 Evolución de las reservas 83

5.3 Subdirección de Producción Región Norte 88

5.3.1 Evolución de los volúmenes originales 90

5.3.2 Evolución de las reservas 92

5.4 Subdirección de Producción Región Sur 99

5.4.1 Evolución de los volúmenes originales 99

5.4.2 Evolución de las reservas 103

Abreviaturas **113**

Glosario **117**

Anexo estadístico **125**

Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022 Pemex 125

Distribución de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022

Subdirección de Producción Región Marina Noreste 126

Subdirección de Producción Región Marina Suroeste 127

Subdirección de Producción Región Norte 128

Subdirección de Producción Región Sur 129

Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022 CNH 131

Página

Distribución de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022
Subdirección de Producción Región Marina Noreste 132
Subdirección de Producción Región Marina Suroeste 133
Subdirección de Producción Región Norte 134
Subdirección de Producción Región Sur 135

Prefacio

Sin lugar a duda, la industria Petrolera en México sigue siendo uno de los principales motores para la sostenibilidad y el crecimiento económico del país y, por lo tanto, las Reservas de Hidrocarburos representan uno de los activos más importantes para dar la fortaleza técnica y viabilidad a Petróleos Mexicanos.

Con la finalidad de dar a conocer cuáles han sido los resultados de la empresa en materia de reservas de hidrocarburos, en esta publicación se detallan las estimaciones obtenidas durante la evaluación del año 2021. Se mencionan los incrementos de reservas de hidrocarburos resultado de la incorporación por la actividad exploratoria, así como los resultados del desarrollo de los campos en explotación, los cuales, sirvieron de base para la recategorización de reservas en los campos asignados a Pemex por parte del Estado, mostrándose también las reservas correspondientes a los campos asignados temporalmente a resguardo de Pemex, y se explican las principales razones de las variaciones de las cifras respecto al año previo.

De la misma manera que se ha venido haciendo en los dos años anteriores en esta edición se muestran, tanto los valores oficiales emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) en su resolución de reservas al 01 de enero de 2022, así como las estimaciones realizadas y remitidas por Pemex a dicha entidad regulatoria; ya que como hemos referido en las dos ediciones anteriores, se hace necesaria esa diferenciación, por la consideración que hace la CNH al aplicar criterios bajo los cuales, los valores de reservas para ciertos campos estimados por Pemex, no los incluye en la consolidación de los valores totales de reservas de hidrocarburos de la nación. No obstante, lo anterior, es de resaltar que las estimaciones de los campos asignados a Pemex han pasado exitosamente por un proceso de certificación realizado por terceros independientes incluidos en Padrón de Certificadores emitido por la CNH.

Durante el año 2021, se tuvieron buenos resultados en cuanto al balance de reservas de hidrocarburos, ya que, entre otros, se logró que la tasa de restitución integral de reservas probadas, que incluye adiciones, revisiones y desarrollos, fuera de 99%, quedando solo un punto porcentual por debajo, del compromiso de al menos restituir el 100% en esta categoría de reservas. Este esfuerzo por parte de Pemex Exploración y Producción contribuye a dar certidumbre a los proyectos de inversión que a su vez representan la estrategia que soporta los programas de producción a corto mediano y largo plazo.

A manera de conclusión, queremos refrendar el compromiso de Pemex Exploración y Producción en relación a continuar enfocando sus esfuerzos en incrementar los niveles de producción, en restituir las reservas de hidrocarburos que se han producido, en operar de manera segura, cuidando de su personal y de las instalaciones, de mantener una relación armoniosa con el medio ambiente y las comunidades donde opera, cumpliendo con la regulación vigente, dando así confianza a los mexicanos de que la administración de sus recursos petrolíferos están en buenas manos.

Ing. Ángel Cid Munguía . Director General de Pemex Exploración y Producción.

Introducción

1

Derivado de la importancia en torno a las reservas de hidrocarburos a nivel internacional, Petróleos Mexicanos, a través de su subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP), publica el estado que guardan las reservas de hidrocarburos de los campos que tiene asignados, las cuales se presentan en la vigésima cuarta edición del libro "Evaluación de las reservas de hidrocarburos, 01 de enero del 2022.

En la presente publicación, se encuentran conceptos generales a partir de los cuales se efectúa la estimación y categorización de reservas de hidrocarburos, y su aplicación a los campos asignados a PEP.

Las definiciones básicas, así como los principales conceptos que son utilizados en la estimación y categorización de reservas de hidrocarburos en Pemex, se encuentran en el capítulo segundo, apegándose a lo establecido a los lineamientos emitidos por la *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH), órgano regulador nacional, que entre otras funciones tiene la de dictaminar, consolidar y publicar los valores de reservas de hidrocarburos de todos los campos petroleros del país, entre los cuales se encuentran los estimados por Petróleos Mexicanos.

Para efectos de la estimación y categorización de los valores de reservas se aplican los lineamientos del *Petroleum Resources Management System* (PRMS), emitidos por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), la *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts* (SPWLA) y la *European Association of Geoscientists and Engineers* (EAGE). En particular para la categoría de reservas probadas, se aplican adicionalmente los criterios de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos de América.

Los resultados de la estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero del 2022, se puede consultar en el capítulo tercero, donde adicionalmente se hacen los comentarios relativos al comportamiento de los precios de los hidrocarburos que comercializa Pemex tanto en el mercado nacional (inter-organismos), así como en el mercado internacional, además de los balances de gas, insumo primordial en el cálculo de los factores de equivalencia de gas a petróleo crudo equivalente; lo anterior es empleado en la evaluación de la reserva remanente de hidrocarburos, con lo cual finaliza el capítulo, con la información relacionada a los valores de reservas de hidrocarburos evaluados por Pemex Exploración y Producción de los campos que tiene asignados y las causas de las variaciones principales en las diferentes categorías de reservas.

Los descubrimientos, son mencionados en el capítulo cuarto, donde se presentan los resultados de la actividad exploratoria realizada durante el año 2021, y que fueron dados de alta como campos nuevos, distinguiéndolos entre campos marinos y terrestres;

para las principales incorporaciones, se da el detalle técnico empleado en la evaluación de reservas de hidrocarburos, y los volúmenes de reservas de hidrocarburos de estos.

En el capítulo quinto, se puede consultar la distribución de las reservas de hidrocarburos y el comportamiento observado en la evaluación al 1 de enero del 2022 para cada una de las Subdirecciones de Producción, donde se describe de manera particular las causas que originaron las variaciones observadas para el aceite, gas y petróleo crudo equivalente.

En la parte final de este libro, un resumen estadístico indica el estado de las reservas al 1 de enero de 2022. Se mencionan las magnitudes de éstas en sus categorías de probada, probable, 2P, posible y 3P, tanto a nivel región como al nivel activo, tanto las cifras para Pemex como para la CNH.

Se hace la aclaración que la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en su 36ª Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno, realizada el día 3 de mayo del 2022, dio a conocer los resultados de la consolidación de reservas de hidrocarburos del País, en donde se aplican sus criterios de acuerdo a sus lineamientos principalmente para dar de alta las reservas correspondientes a nuevos descubrimientos, así como algunos criterios particulares en campos en aguas profundas y planes de desarrollo para la extracción.

Para este informe de reservas al 1 de enero de 2022, de los 12 descubrimientos exitosos que se tuvieron durante 2021, la CNH únicamente dio de alta la reserva correspondiente al campo Copali, ya que con base en sus lineamientos se debe concluir la autorización del informe de evaluación correspondiente.

En este mismo sentido, al igual que en años previos sigue sin considerar los campos Pokche, Valeriana, Xolotl y Camatl. Adicionalmente no incluye los valores de reservas de campos en aguas profundas a excepción del campo Lakach, debido a que es un proyecto con actividad realizada y que incluye reserva probada y finalmente el campo Quesqui se encuentra alineado al plan de transición que no incluye la Recuperación Secundaria del campo.

Definiciones básicas

2

Petróleos Mexicanos utiliza para la cuantificación y certificación anual de las reservas remanentes de hidrocarburos, definiciones y conceptos basados en los lineamientos establecidos por organizaciones internacionales, los cuales también, están referidos en la regulación establecida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En el caso de las reservas probadas, las definiciones corresponden a las establecidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), organismo de los Estados Unidos de América que regula los mercados financieros y de valores de ese país. Para las reservas probables y posibles, se emplean las definiciones del *Petroleum Resources Management System* (PRMS), documento elaborado por las organizaciones técnicas: *Society of Petroleum Engineers* (SPE), *World Petroleum Council* (WPC), *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts* (SPWLA) y la *European Association of Geoscientists and Engineers* (EAGE).

La evaluación y categorización de las reservas de hidrocarburos son acordes a las definiciones empleadas internacionalmente, así como a los procedimientos empleados para su estimación, con lo cual se garantiza certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas de hidrocarburos reportados. Adicionalmente, al certificar Petróleos Mexicanos las reservas de hidrocarburos anualmente, por parte de terceros independientes, se incrementa la confianza en las mismas y se da cumplimiento a la regulación vigente.

Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos. Los precios por tipo de hidrocarburos para la cuantificación de las reservas serán los correspondientes al promedio aritmético de mercado, que resulta de considerar aquellos vigentes al primer día hábil de cada mes, considerando los doce meses del año de evaluación, en tanto que los costos de operación y mantenimiento, en sus componentes fijos y variables, son los erogados a nivel campo durante los meses del año de evaluación. Esta premisa permite capturar la variabilidad de estos egresos y es una medición aceptable de los gastos futuros para la extracción de las reservas de hidrocarburos bajo las condiciones actuales de explotación.

La explotación de las reservas de hidrocarburos requiere inversiones asociadas al plan de desarrollo para su extracción, donde se considera la perforación y terminación de pozos, reparaciones mayores, construcción de infraestructura, sistemas artificiales y métodos de recuperación secundaria y mejorada entre otros; así para la estimación de las reservas de hidrocarburos, se toman en cuenta todos estos elementos para determinar su valor económico; si son comercialmente explotables entonces los

volúmenes de hidrocarburos se constituyen en reservas de hidrocarburos, en caso contrario, estos volúmenes se clasificarán como recursos contingentes.

Posteriormente, sí se presenta un cambio, como puede ser, una mayor cantidad de hidrocarburos a ser recuperados, un mayor precio de estos o una disminución en sus costos de desarrollo o de operación y mantenimiento, y esto permite que su evaluación económica sea positiva, entonces, estos volúmenes de recursos contingentes podrían incorporarse como reservas de hidrocarburos.

En este capítulo, se presentan criterios para categorizar las reservas de hidrocarburos, explicando las definiciones y conceptos empleados a lo largo del documento, enfatizando sus aspectos relevantes y señalando los elementos dominantes.

2.1 Volumen original de hidrocarburos

El volumen original de hidrocarburos se define como la acumulación natural de hidrocarburos que se estima existe originalmente en un yacimiento, a una fecha dada. Este volumen, se encuentra en equilibrio a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento, pudiendo expresarse tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie, las cifras publicadas en el presente documento están referidas a las condiciones superficiales; el volumen en cuestión puede estimarse por procedimientos deterministas o probabilistas, los primeros incluyen principalmente a los métodos volumétricos, los segundos cuantifican y utilizan la incertidumbre de los parámetros para el cálculo volumétrico, tales como área, porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros y se modelan a través de funciones de probabilidad que generan, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original. Los métodos volumétricos son los más usados en las etapas iniciales de caracterización de los yacimientos de un campo. Se fundamentan en la estimación de las propiedades petrofísicas del medio poroso y de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas utilizadas son principalmente porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y volumen de arcilla.

Otro elemento, es la geometría del yacimiento, representada en términos de su área y espesor neto. Dentro de la información necesaria para estimar el volumen original, destacan los siguientes:

i. Volumen de roca impregnada de hidrocarburos.

ii. Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos en el medio poroso.

iii. Fluidos del yacimiento identificados, así como sus propiedades respectivas para estimar el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie, denominadas también condiciones atmosféricas, estándar o base.

Los volúmenes originales son ratificados a través de modelos dinámicos, los cuales utilizan datos generados con la explotación del campo, como pueden ser el balance de materia y la simulación numérica de yacimientos.

En el anexo estadístico de esta publicación, se presentan los volúmenes originales tanto de aceite crudo como de gas natural, a nivel Subdirección de Producción y de Activo de Producción. Las unidades se indican en millones de barriles para el aceite y miles de millones de pies cúbicos para el gas, todas ellas, referidas a condiciones de superficie.

2.2. Recursos petroleros

Los recursos petroleros, como se señala en el PRMS, incluye todos los hidrocarburos de origen natural sobre y dentro de la corteza terrestre, descubiertos o no descubiertos, comercialmente recuperables o no comerciales, y aquellas cantidades ya producidas. Además, todo tipo de hidrocarburo que se considera convencional y no convencional.

Por otro lado, desde el punto de vista de explotación, se le llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable del volumen original en sitio, a estas porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En particular, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones descubiertas, recuperables y comercialmente explotables mediante un proyecto determinado.

En la figura 2.1, se muestra la clasificación de recursos petroleros del sistema PRMS, en él que se clasifican tanto los recursos descubiertos como los no descubiertos así como se definen las clases de recursos recuperables: Recursos prospectivos, recursos contingentes, reservas y producción, categorizándose las reservas, como probadas (1P), probadas más probables (2P), y probadas más probables más posibles (3P), esta categorización se establece de acuerdo con el rango de incertidumbre que se ilustra en el eje vertical de la figura, el cual enfatiza, que el conocimiento que se tiene de los recursos y de las reservas de hidrocarburos es limitado, por ello, se generan diferentes estimaciones, alta, media y baja, que obedecen a diferentes expectativas. Hacia la parte derecha de la figura, aparece la producción, que es el único elemento, en donde la incertidumbre no se presenta, debido a que, es medida, comercializada y transformada en un ingreso.

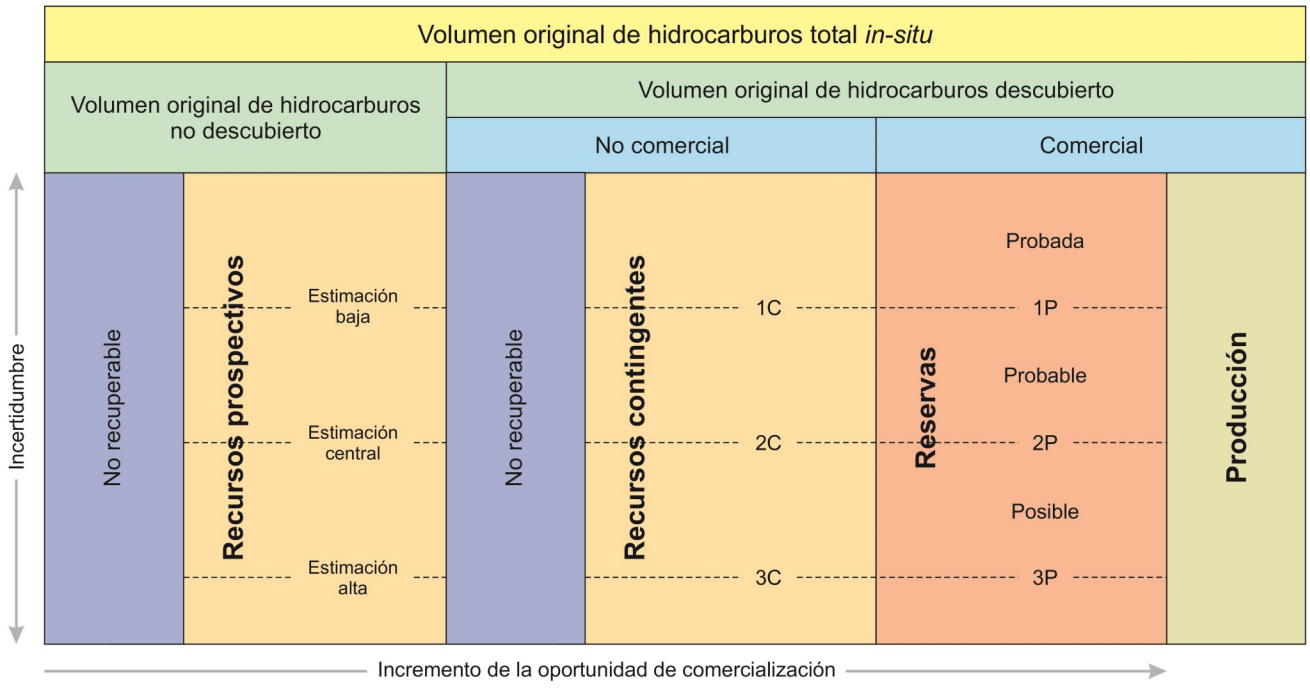


Figura 2.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos (no a escala). Adaptado de Petroleum Resources Management System, Society of Petroleum Engineers, 2007.

2.2.1 Volumen original de hidrocarburos total *in-situ*

De acuerdo con la figura 2.1, el volumen original de hidrocarburos total in-situ, son las cantidades de petróleo que existen originalmente en todas las acumulaciones naturales. Este volumen, incluye a las acumulaciones descubiertas, las cuales pueden ser comerciales o no, recuperables o no, así como también a los volúmenes estimados en los yacimientos no descubiertos, antes de la producción.

Todas las cantidades que conforman el volumen de hidrocarburos total in-situ, pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, de circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse eventualmente en recursos recuperables, sí, por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, si ocurren nuevos desarrollos tecnológicos, o si se adquieren datos adicionales que soporten técnicamente la extracción.

2.2.1.1 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una cierta fecha, se encuentra contenida en acumulaciones que todavía no se descubren, pero que han sido inferidas.

Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos in-situ no descubierto, se le denomina recurso prospectivo.

2.2.1.2 Volumen original de hidrocarburos descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, está contenida en acumulaciones conocidas y que existe evidencia de ser potencialmente movibles, antes de su producción. El volumen original descubierto puede clasificarse como comercial y no comercial. Una acumulación es comercial cuando existe generación de valor económico como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. En la figura 2.1, se observa que la parte recuperable del volumen original en sitio de hidrocarburos descubierto, dependiendo de su viabilidad comercial, se le denomina reserva, o bien recurso contingente, si es un recurso no comercial, la oportunidad de comercialidad se ilustra en el eje horizontal de la figura.

2.2.2 Recursos prospectivos

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren, pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos que se desarrollen en el futuro.

La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso, en ocasiones, producido. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad de descubrimiento como de desarrollo, además se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y desarrollo.

2.2.3 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, mediante la aplicación de proyectos desarrollados, pero que se considera que aún no son comercialmente recuperables, debido a una o más contingencias. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales no existen actualmente mercados viables, o donde la recuperación comercial depende de tecnologías en desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente su comercialidad. Los recursos contingentes son además categorizados de acuerdo con la certidumbre asociada a las estimaciones y pueden subclasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizadas por su estado económico.

2.3 Reservas de hidrocarburos

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos desarrollados, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones económicas y regulatorias vigentes a la fecha de estimación. Las reservas de hidrocarburos deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales, remanentes a la fecha efectiva de evaluación y basadas en la aplicación de proyectos de desarrollo.

Las reservas de hidrocarburos son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones; y pueden clasificarse con base en la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción. La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación. El nivel de certidumbre se usa para categorizar las reservas en una de las categorías principales, probadas o no probadas, la figura 2.2 muestra la categorización de las reservas de hidrocarburos.

Las cantidades estimadas como recuperables de acumulaciones conocidas, que no satisfagan los requerimientos de comercialización, deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo con las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas, son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación. Los volúmenes descubiertos recuperables pueden considerarse producibles comercialmente, y por lo tanto reservas,

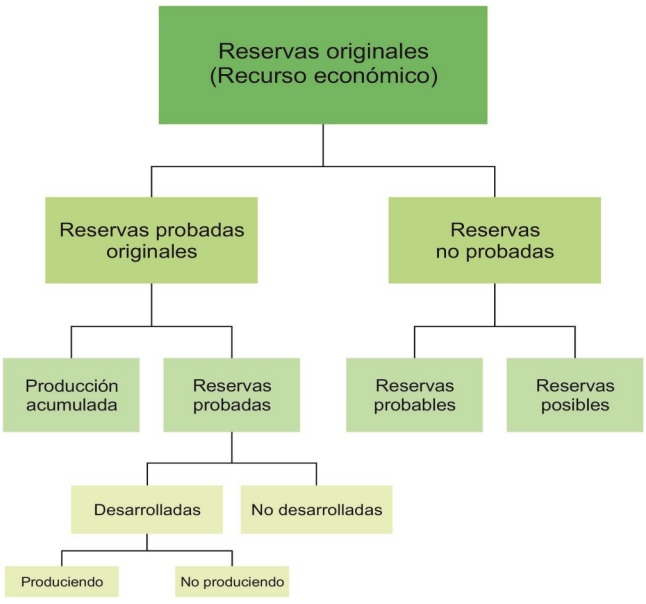


Figura 2.2 Categorización de las reservas de hidrocarburos.

si el operador que afirma comercialidad ha demostrado una intención firme en proceder con el desarrollo y la intención se basa en: evidencia para soportar un plazo razonable de tiempo para el desarrollo, una evaluación económica, en el cual el proyecto de desarrollo satisface los criterios de inversión y operación, existencia de un mercado para todos los productos, evidencia de disponibilidad de las instalaciones necesarias para la producción y transporte, así como evidencia que los asuntos legales, contractuales, ambientales y de índole social, permitan la implementación del proyecto que se evalúa.

2.3.1 Reservas probadas

De acuerdo con la SEC, las reservas probadas son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural de yacimientos conocidos, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, muestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros, bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden categorizar en desarrolladas y no desarrolladas. La determinación de la certidumbre razonable a ser recuperables comercialmente, a una fecha dada en adelante, se sustenta mediante datos geológicos y de ingeniería.

De esta forma, tendrá que disponerse de datos que justifiquen los parámetros utilizados en la evaluación de reservas tales como gastos iniciales y declinaciones, factores de recuperación, límites de yacimiento, mecanismos de recuperación y estimaciones volumétricas y relaciones gas-aceite o rendimientos de líquidos. Las condiciones económicas y operativas existentes son los precios, inversiones, costos de operación, métodos de producción, técnicas de recuperación, transporte y comercialización.

Un cambio anticipado en las condiciones deberá tener una certidumbre razonable de ocurrencia; la inversión correspondiente y los costos de operación, para que ese cambio esté incluido en la factibilidad económica en el tiempo apropiado. Estas condiciones incluyen una estimación de costos de abandono en que se habrá de incurrir.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) establece en el artículo 12, inciso j, de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación vigentes, que los precios por tipo de hidrocarburo a utilizarse en la evaluación económica de las reservas probadas deben determinarse mediante el promedio aritmético del precio de mercado, es decir, considerando los doce meses durante el año de evaluación de los precios respectivos al primer día de cada mes.

En general, las reservas son consideradas probadas, si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o del yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo con registros de pozos y análisis de núcleos, los cuales indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o con aquellos que han demostrado producción comercial en otras áreas. Sin embargo, un requerimiento importante para categorizar las reservas como

probadas, es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas bajo un proyecto de inversión autorizado.

El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de fluidos y que cuenta con las instalaciones necesarias para ser producido. Además, se pueden incluir porciones adyacentes no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente consideradas como comercialmente productoras, de acuerdo con la información de geología e ingeniería disponible. Adicionalmente, si los contactos de los fluidos se desconocen, el límite de la reserva probada la puede controlar tanto la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda o la estimación obtenida a partir de información apoyada en tecnología confiable, la cual permita definir un límite más profundo con certidumbre razonable. Se permite el uso de tecnología confiable para establecer con certidumbre razonable los límites más someros y profundos de aceite para la estimación de reservas en el yacimiento.

Es importante señalar, que las reservas a producirse mediante la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada, se incluyen en la categoría de probadas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada y se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles, es decir presentan un alto grado de certidumbre. El término “alto grado de certidumbre” se considera cuando las cantidades de hidrocarburos son más factibles de ser recuperadas que de no serlo. La interpretación de un alto grado de certidumbre se explica en términos de probabilidades de que al menos existe 90 por ciento de nivel de confianza cuando se emplean métodos probabilistas. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la SEC.

Para ambientes sedimentarios de clásticos, es decir, depósitos arenosos, la aplicación de estas definiciones considera como prueba de la continuidad de la columna de aceite, no sólo la integración de información geológica, petrofísica, geofísica y de ingeniería de yacimientos, entre otros elementos, sino la medición de presión entre pozo y pozo, lo cual resulta ser determinante. Estas definiciones reconocen que, en presencia de fallamiento en el yacimiento, cada bloque debe ser evaluado independientemente, considerando la información disponible, de tal forma que para declarar a uno de estos bloques como probado, necesariamente debe existir un pozo con una prueba de producción estabilizada, y cuyo flujo de hidrocarburos sea comercial de acuerdo con las condiciones de desarrollo, de operación, de precio y de instalaciones al momento de la evaluación.

Sin embargo, para el caso de menor fallamiento, las definiciones de la SEC establecen que la demostración concluyente de la continuidad de la columna de hidrocarburos solamente puede ser alcanzada a través de las mediciones de presión mencionadas. En ausencia de estas mediciones o pruebas, la reserva que puede ser clasificada como probada es aquella asociada a los pozos productores a la fecha de evaluación, más la producción asociada

a pozos por perforar en la vecindad inmediata. Adicionalmente, la SEC puede reconocer la existencia de reservas probadas más allá de las localizaciones de desarrollo ubicadas en la vecindad inmediata, siempre que dichos volúmenes se puedan establecer con certeza razonable, sustentada por tecnología confiable.

2.3.1.1 Reservas desarrolladas

Las reservas desarrolladas pueden subdividirse en desarrolladas produciendo y en desarrolladas no produciendo. Estas reservas, se esperan sean recuperadas de pozos existentes incluyendo las reservas detrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión.

En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada. Las reservas desarrolladas no produciendo incluyen reservas de pozos cerrados o detrás de tubería. Se espera recuperar las reservas de:

i. Intervalos de terminación que están abiertos en el momento de la estimación pero que todavía no han comenzado a producir.

ii. Pozos que fueron cerrados por las condiciones del mercado o conexiones de los ductos.

iii. Pozos que no son capaces de producir por razones mecánicas.

Las reservas detrás de tubería también son aquellas que se esperan recuperar de las zonas en pozos existentes que requerirán trabajo adicional o reparación futura antes de iniciar la producción. En todos los casos, la producción puede ser restaurada con una inversión relativamente baja comparado con la inversión de perforar un nuevo pozo.

2.3.1.2 Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos, en áreas no perforadas, de profundizar pozos existentes a un diferente yacimiento (pero conocido), de pozos intermedios que incrementarán la recuperación, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte.

Lo anterior aplica tanto en procesos de explotación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación.

Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo con un plan de explotación y un presupuesto aprobado. Una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo puede originar dudas acerca de la explotación de tales reservas, y conducir a la exclusión de tales volúmenes de la categoría de reserva probada.

Como puede notarse, el interés por producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas. Actualmente, la SEC define un período de tiempo de referencia de cinco años para iniciar la explotación de dichas

reservas. Si reiteradamente esta condición no es solventada, es preciso recategorizar estas reservas a una categoría con menor certidumbre, como por ejemplo reservas probables. Así, la certeza razonable sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de la certidumbre de desarrollarlos en tiempos razonables. Si este elemento no es satisfecho, la recategorización de reservas tiene lugar, no por una incertidumbre sobre el volumen de hidrocarburos, sino por la incertidumbre de su desarrollo.

2.3.2 Reservas no probadas

Estas reservas están basadas en los datos de geociencias y/o ingenierías similares a los usados en las estimaciones de las reservas probadas, pero aspectos técnicos o la incertidumbre impiden que dichas reservas sean categorizadas como probadas. Las reservas no probadas pueden ser categorizadas como reservas probables o reservas posibles. Estos volúmenes de hidrocarburos son evaluados a condiciones atmosféricas, con características y parámetros extrapolados del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable. En situaciones donde no se considere el desarrollo inmediato de los volúmenes de hidrocarburos descubiertos, y que son comercialmente producibles, pueden ser categorizados como reservas no probadas.

2.3.2.1 Reservas probables

Son los volúmenes de reservas no probadas que con base a los análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento, sugiere que son factibles de ser comercialmente recuperables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para categorizar estas reservas como probadas. También se incluyen en esta categorización, aquellas reservas ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas.

Las reservas probables pueden asignarse a áreas de un yacimiento adyacente a la reserva probada en las que el control de datos o interpretaciones de los datos disponibles son menos certeros.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado, pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento son favorables para una aplicación comercial o bien, se puede considerar un campo análogo de acuerdo con el yacimiento productor, ambiente de depósito, propiedades del sistema roca-fluidos, mecanismos de empuje y métodos que hayan sido efectivamente probados en el área y en la misma formación, proporcionando evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual se basa el proyecto. La suma de las reservas probadas más las reservas probables, da como resultado las reservas 2P. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o excedan dicha estimación 2P.

Las siguientes condiciones pueden conducir a categorizar las reservas como probables:

Reservas localizadas en áreas donde existe continuidad del yacimiento productor, que están

separadas por fallas geológicas de salto de menor magnitud al espesor del yacimiento productor, donde la interpretación correspondiente, indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta e inmediatamente adyacente al área probada.

Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos; cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.

Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que existen reservas adicionales a las categorizadas como probadas.

Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido categorizadas como probadas, si se hubiera autorizado un desarrollo con un espaciamiento menor, al momento de la evaluación.

2.3.2.2 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De esta forma, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

Reservas basadas en interpretaciones geológicas y de ingeniería, que pueden existir en áreas inmediatamente adyacentes a las áreas categorizadas como probadas dentro del mismo yacimiento productor, que están separadas por fallas geológicas de salto de menor magnitud al espesor del yacimiento productor, y donde la interpretación indica que la zona de estudio se encuentra estructuralmente más baja que el área probada.

Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, con base al análisis de núcleos y registros de pozos.

Reservas adicionales por perforación intermedia, la cual está sujeta a incertidumbre técnica.

Reservas incrementales atribuidas a esquemas de recuperación secundaria o mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado, pero no se encuentra en operación y los volúmenes comerciales a recuperar están en función del establecimiento de analogías.

2.4 Petróleo crudo equivalente

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de sumar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo. El gas seco considerado en este procedimiento es una mezcla promedio del gas seco producido en los complejos procesadores de gas Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, en tanto el aceite crudo considerado equivalente a este gas, corresponde al tipo Maya. La evaluación del petróleo crudo

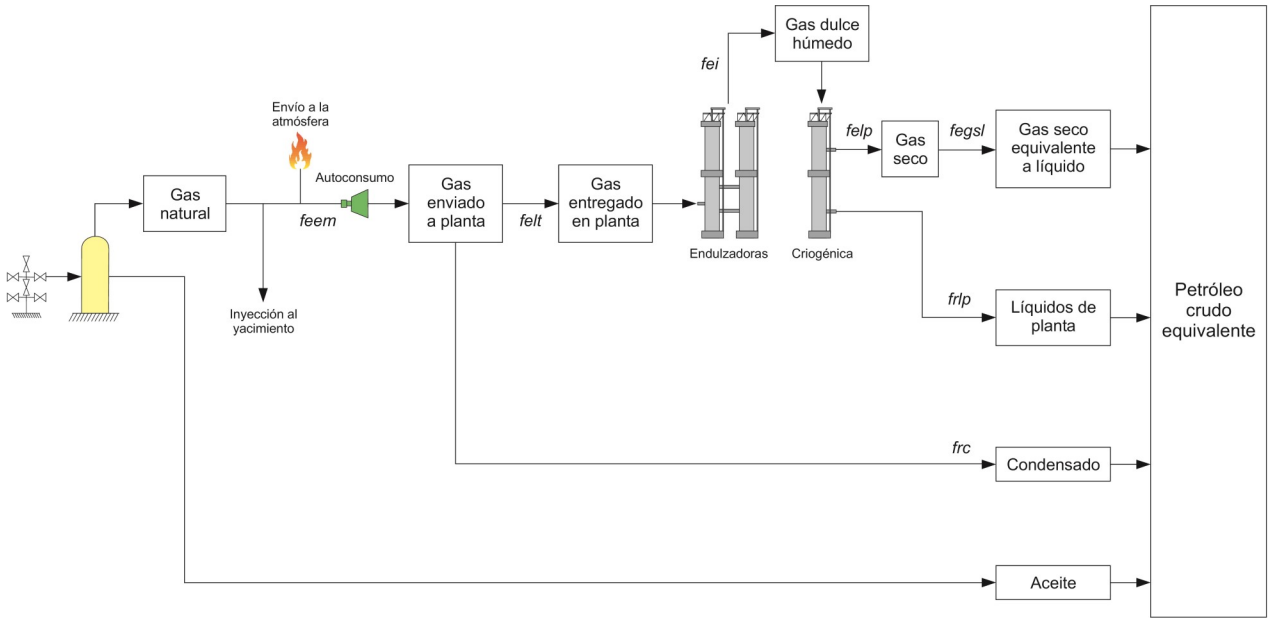


Figura 2.3 Elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

equivalente requiere de la información actualizada de los procesos a que está sometida la producción del gas natural, desde su separación y medición, hasta su salida de las plantas petroquímicas.

La figura 2.3 ilustra los elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente. El aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente.

En tanto, el volumen del gas natural producido se reduce por el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera. Dicha reducción se refiere como encogimiento del fluido y se denomina eficiencia en el manejo, o simplemente como “feem”. El transporte del gas continúa y se presenta otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de compresión, en donde los condensados son extraídos del gas; a esta alteración en el volumen por el efecto del transporte se le denomina “felt”.

De esta forma, el condensado se contabiliza como petróleo crudo equivalente (frc).

El proceso del gas continúa dentro de las plantas petroquímicas en donde es sometido a diversos tratamientos, los cuales eliminan los compuestos no hidrocarburos y se extraen licuables o líquidos de planta.

Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a través del encogimiento por impurezas, o “fei”, y por el encogimiento de licuables en planta, “felp”. Debido a su naturaleza, los líquidos de planta son agregados como petróleo crudo equivalente (frlp) en tanto el gas seco obtenido a la salida de las plantas, se convierte a líquido con una equivalencia de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo (fegsl). Este valor es el resultado de considerar equivalentes caloríficos de 5.591 millones de BTU por barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce.

Por tanto, el factor mencionado es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o su inverso dado por el valor mencionado en principio.

Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022

3

La estimación anual que se hace de los volúmenes de hidrocarburos comercialmente recuperables al primero de enero de cada año, a condiciones superficiales, distinguiendo entre aceite, gas, condensados y líquidos de planta, desde el nivel pozo hasta el nivel campo, así como la clasificación de estos volúmenes remanentes en distintas categorías de riesgo, tanto de geociencia, ingeniería de yacimiento, metodologías de evaluación y de comercialidad; es un proceso diversificado y complejo debido a los cambios en la tecnología, términos contractuales, términos fiscales y cumplimiento regulatorio, donde además de la inherente incertidumbre de la información indirecta, analógica y limitada en cantidad, se debe tomar en consideración el conocimiento y experiencia de especialistas en geología, geofísica, petrofísica e ingeniería petrolera, con habilidades técnicas y económicas, que le dan certeza a la estimación de reservas.

Los valores de reservas son requeridos por inversionistas, reguladores, gobierno, universidades, despachos contables especializados, analistas, investigadores y consumidores, todos requieren una estimación confiable de las reservas de hidrocarburos a una fecha de evaluación, para determinar las perspectivas de abastecimiento de energía del país que las posee, así como para la evaluación consistente de una medida del valor de las operadoras petroleras y sobre todo, la estimación permitirá conocer de acuerdo con las premisas económicas vigentes, de la producción del periodo y de los resultados de la exploración y delimitación de campos nuevos y en desarrollo, así como del comportamiento de los campos existentes, el incremento o decremento de las reservas, su restitución, su recategorización, su agotamiento y sus perfiles de explotación futura.

La evaluación y categorización de las reservas de hidrocarburos que realiza Petróleos Mexicanos, requiere de una metodología y de un conjunto de lineamientos y guías con definiciones comunes, para tal efecto se aplican los lineamientos del *Petroleum Resources Management System* (PRMS) que fundamenta la existencia de reservas si y sólo si su comercialidad va asociada a la existencia y documentación técnica de un proyecto; y que son emitidos por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), la *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts* (SPWLA) y la *European Association of Geoscientists and Engineers* (EAGE). Adicionalmente, para la categoría de reservas probadas se aplican los criterios de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos de América.

Los lineamientos y guías han sido adoptadas por los reguladores de la industria petrolera en diferentes partes del mundo. En México, la Comisión Nacional de Hidrocarburos fundamenta sus lineamientos en el

PRMS para regular el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación, publicado el 20 de diciembre de 2017 en el Diario Oficial de la Federación, los cuales fueron reformados y publicados en el Diario Oficial de la Federación el 16 de julio de 2019 y recientemente el 31 de mayo de 2022, cabe señalar que las estimaciones de reservas al 1 de enero de 2022 incluidas en este libro consideraron hasta la modificación del 16 de julio de 2019.

Con la finalidad de obtener una recuperación final máxima de hidrocarburos de forma rentable, cada año se cuenta con un programa de actividades físicas a ejecutarse en los campos petroleros asignados a Pemex, consistente en operaciones de: perforación y terminación de pozos de desarrollo, reparación de pozos, implementación de sistemas artificiales de producción, aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada; y optimización de las instalaciones superficiales, entre otras más que permiten conocer y revisar las consideraciones, hechos, resultados, metodologías usada, así como la cantidad y calidad de información utilizada en el proceso de estimación de reservas y de recategorización de reservas. Asimismo, se perforan y terminan pozos exploratorios que permiten nuevos descubrimientos, así como delimitadores con el objetivo de incorporar nuevos campos petroleros, actualizar los volúmenes originales y restituir la producción extraída en el periodo de evaluación.

Los pronósticos de producción resultantes de esta combinación de actividades físicas consolidan los volúmenes técnicos en una categoría de reserva específica. Las estrategias de los proyectos de desarrollo documentados como proyectos de extracción, están asociadas a inversiones estratégicas y operacionales, costos de operación y mantenimiento, costos fijos y variables, factores de encogimiento y rendimiento del gas, riqueza de condensados, así como a los precios de venta de los hidrocarburos. Los resultados de las actividades de exploración y explotación, clasificadas como delimitación, desarrollo, descubrimientos y revisiones, en conjunto generan lo que se conoce como la variación de las reservas de hidrocarburos, que PEP actualiza anualmente en sus diferentes categorías de reservas. También se dan casos de reasignación de campos que el Estado Mexicano tiene a su resguardo y que por estrategia transfiere la asignación a PEP nuevamente, lo que genera una variación en las reservas por la incorporación de campos reasignados.

Los precios del petróleo crudo en el mercado internacional son determinados por factores políticos, económicos, climatológicos, de políticas energéticas, regulaciones, oferta-demanda y competencia. En este capítulo se describen las trayectorias de los precios de la mezcla mexicana de aceite crudo y del gas húmedo amargo en el trienio 2019-2021, que han servido para la evaluación económica de las reservas de hidrocarburos.

Durante el 2021 los precios de la mezcla mexicana y del gas húmedo amargo presentaron una tendencia alcista. También se explica en este capítulo el comportamiento de la fase gas en instalaciones de manejo y transporte de Pemex Exploración y Producción, así como el comportamiento de esta fase en los complejos procesadores de la empresa. Cada una de las mermas del volumen del gas en toda la trayectoria desde el pozo hacia los centros de procesamiento sumarán el encogimiento total del gas, el encogimiento dependerá de la capacidad del manejo y operación de las instalaciones y de la eficiencia en el transporte del gas y de la

recuperación de sus líquidos, que será entregado en plantas, obteniendo los factores que componen al factor de equivalencia de gas natural a líquido que es usado para convertir los volúmenes de gas natural a petróleo crudo equivalente, y por consiguiente el impacto en los valores de reservas remanentes reportadas en esta unidad de medida.

De igual modo, se presentan a nivel subdirección, la variación de las reservas de hidrocarburos en cada una de sus clasificaciones ocurridas durante el año 2021, mostrando además su distribución y evolución histórica durante el último cuatrienio. Posteriormente, se hace una distinción de acuerdo con la calidad del aceite y origen del gas natural para una mejor comprensión de las reservas que componen los campos petroleros.

Por último, las reservas de gas natural se desglosan de acuerdo con el tipo de fluido producido en gas seco, gas húmedo o gas y condensado.

3.1 Precio de los hidrocarburos

Los ingresos estimados resultantes de la evaluación de los proyectos de inversión son un elemento determinante en la estimación de la rentabilidad y valor de las reservas de hidrocarburos. Estos ingresos son resultado de los precios de venta de los hidrocarburos que, junto con las inversiones asociadas a las actividades de desarrollo y a los costos de operación y mantenimiento, determinan el flujo de efectivo antes de impuestos, y como consecuencia el límite económico de las diferentes categorías de reservas.

Una de las premisas principales para convertir un volumen de producción futura de hidrocarburos a flujo de efectivo son los precios, por lo que resulta necesario analizar el comportamiento histórico de los precios oficiales que serán la base de la evaluación económica de las reservas de hidrocarburos al año de evaluación. En la figura 3.1 se observa cómo ha

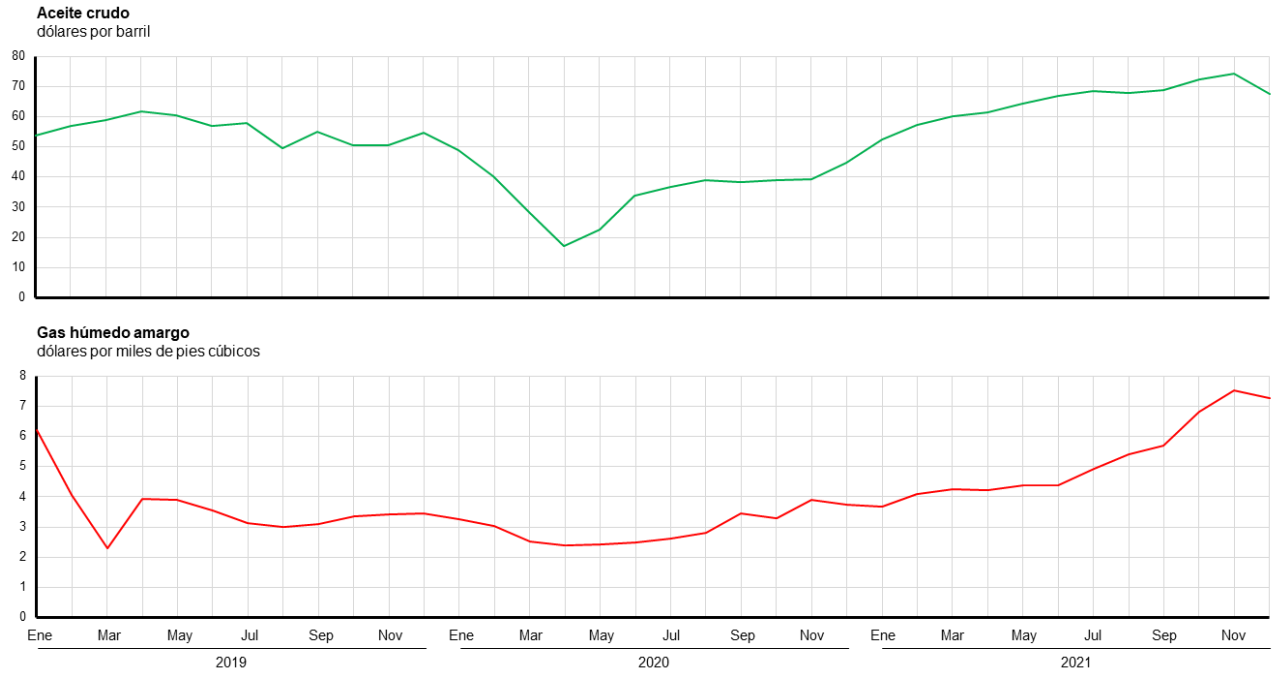


Figura 3.1 Evolución de los precios durante los tres últimos años de la mezcla mexicana de aceite crudo y del gas húmedo amargo.

sido la dinámica de los precios en el trienio 2019-2021. El comportamiento del precio de la mezcla mexicana durante el año 2019 fluctuó, teniendo un máximo de 61.9 dólares por barril en el mes de abril y un valor mínimo de 49.5 dólares por barril en el mes de agosto. El promedio que se registró fue de 55.5 dólares por barril. Durante 2020 el precio promedio de la mezcla mexicana de petróleo crudo de exportación cayó en el mes de enero a los 48.7 dólares por barril y continuó cayendo y en marzo de 2020 registró un valor de 28.5 dólares por barril.

El día 20 de abril de 2020 a nivel internacional el precio del petróleo se desplomó por debajo del valor cero, la mezcla mexicana ese día se cotizó en -2.37 dólares por barril, por lo que el valor promedio durante el mes de abril del 2020 fue de 17.1 dólares por barril. A partir de mayo, los precios de la mezcla mexicana se recuperaron, pasando de 22.7 dólares por barril en ese mes a 39.1 dólares por barril en agosto, y se estabilizó alrededor de ese valor hasta noviembre de 2020, superando los 44 dólares por barril al final del año. El precio de la mezcla mexicana durante once meses del año 2021 presentó una banda de crecimiento, iniciando con 52.4 dólares por barril en enero y terminando en noviembre con 74.32 dólares por barril, sólo en diciembre registró una caída a 67.62 dólares por barril. El comportamiento del precio del millar de pie cúbico de gas durante el año 2019 fluctuó, teniendo un máximo de 6.2 dólares por millar de pie cúbico en el mes de enero y un valor mínimo de 2.3 dólares por millar de pie cúbico en el mes de marzo.

El promedio que se registró fue de 3.6 dólares por millar de pie cúbico. El comportamiento del gas durante el 2020 se caracteriza por tres periodos, el primero por la caída del precio de 3.3 a 2.5 dólares por millar de pie cúbico entre el mes de enero y el mes de marzo, seguida de una plataforma de estabilización de abril a agosto de 2020 en un valor promedio de 2.6 dólares por millar de pie cúbico. El tercer periodo se manifiesta de septiembre a diciembre con un valor que va de 3.5 a 3.8 dólares por millar de pie cúbico respectivamente. Durante el 2021 el precio del millar de gas húmedo amargo tuvo dos plataformas de crecimiento en su valor, la primera de enero a junio, pasando de 3.7 a 4.4 dólares por millar de pie cúbico y en la segunda de junio a diciembre, pasando de 4.4 a 7.3 dólares por millar de pie cúbico.

3.2 Petróleo crudo equivalente

Como se mencionó en el capítulo anterior para hablar de reservas de hidrocarburos, es necesario hacerlo en una unidad internacional que represente el inventario de hidrocarburos totales; esta unidad se llama petróleo crudo equivalente, que en su fórmula desarrollada incluye al aceite crudo, los condensados, los líquidos de planta y el gas seco equivalente a líquido.

En su fórmula simplificada, esta unidad es igual al aceite crudo más el producto del gas natural por su factor de equivalencia a líquido. Sin embargo, el valor para convertir el gas natural a petróleo crudo equivalente no es una constante, ya que es directamente proporcional a la composición de la mezcla, y entonces dependerá si el gas es rico o no en contenido de hidrocarburos licuables, qué tan seco o qué tan húmedo, o qué tan amargo, y además se calcula para cada yacimiento.

El cálculo del factor de equivalencia de gas natural a líquido considera los encogimientos y rendimientos del gas natural que se presentan durante su manejo y distribución, desde el pozo en los campos donde se

produce hasta los complejos procesadores de gas donde es sometido a diferentes procesos industriales. Por esto, cualquier modificación en los sistemas de recolección y transporte que afecte la eficiencia del manejo y distribución del gas en la trayectoria desde el pozo hacia el complejo procesador de gas, incidirá de manera directa en el valor final del volumen de petróleo crudo equivalente.

3.2.1 Comportamiento del gas en instalaciones de manejo y transporte de PEP

Los procesos industriales a los que se someten los volúmenes de gas natural durante su transporte desde las baterías de separación, si es gas asociado, o desde el pozo, si es gas no asociado, hasta los complejos procesadores de gas cuando se trata de gas húmedo y/o si contiene impurezas, tales como azufre, nitrógeno y dióxido de carbono, generan subproductos de naturaleza líquida quedando como entregable, en la parte final del proceso, el gas seco.

El gas seco dulce se distribuye directamente para su comercialización y los líquidos de planta se envían a las fraccionadoras para la obtención de etano, gas licuado y nafta.

En algunas instalaciones, una fracción del gas de los pozos se utiliza como combustible para la compresión del mismo gas producido, en otras instalaciones, una fracción del gas es utilizado para reinyectarlo al yacimiento o para utilizarlo en sistemas artificiales de producción como el bombeo neumático. A esta fracción del gas se le denomina autoconsumo.

En otra circunstancia, puede ocurrir también que no existan instalaciones superficiales o éstas sean insuficientes para el manejo y transporte del gas asociado o bien en campos con producción marginal o intermitente de aceite, debido a los bajos volúmenes de hidrocarburos producidos consecuentemente y por seguridad de las instalaciones el gas producido o parte del mismo se podría enviar a la atmósfera, reduciéndose entonces el volumen del gas que se envía a los complejos procesadores, o directamente a comercialización.

El gas enviado a los complejos procesadores experimenta cambios de temperatura, presión y volumen en su trayecto a los mismos, dando origen a la condensación de líquidos dentro de los ductos y disminuyendo por ende su volumen final, la riqueza de condensados dependerá de la composición de la mezcla en todo el circuito.

El gas resultante de esta tercera reducción, después del autoconsumo y el envío a la atmósfera, es el que efectivamente se entrega en las plantas. Además, los líquidos obtenidos del gas natural durante su transporte, conocidos como condensados de línea, se entregan también en los complejos procesadores de gas. Los condensados que se producen en las plantas de procesamiento de gas natural, se suelen transportar mediante poliductos hacia las plantas de fraccionamiento.

El gas natural hidrocarburo siempre tiene alguna cantidad de líquidos, a veces se les puede recuperar económicamente, en otras ocasiones esto no es posible. Algunas veces los líquidos deben ser retirados del gas para cumplir una especificación de transporte. Asimismo, el gas debe ser tratado (procesado) para retirarle impurezas. Estas reducciones en el manejo y transporte de gas a los complejos procesadores, así como el rendimiento de los líquidos obtenidos se expresan cuantitativamente mediante una terna de factores:

i. Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (feem), el cual considera el envío a la atmósfera, autoconsumo e inyección del gas al yacimiento.
ii. Factor de encogimiento por licuables en el transporte (felt), que representa la disminución del volumen de gas por su condensación en los ductos al enviarlo a plantas.
iii. Factor de recuperación de condensados (frc), que relaciona los líquidos obtenidos en el transporte con el gas enviado a planta.

Los factores de encogimiento del gas natural y recuperación de condensados se calculan mensualmente utilizando la información a nivel campo de las subdirecciones de producción: Región Marina Noreste, Región Marina Suroeste, Región Norte y Región Sur. Se realiza un agrupamiento de la producción de gas y condensado que se envía a más de un complejo procesador de gas. En este agrupamiento sólo se consideran las Regiones Marinas y la Región Sur, debido a que el gas húmedo amargo de estas tres regiones es enviado a los complejos procesadores de gas de Ciudad Pemex, Cactus y Nuevo Pemex. A continuación, se describe el comportamiento del factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (feem) en las diferentes regiones:

En la Subdirección de Producción Región Marina Noreste, en el primer semestre de 2021 el factor de encogimiento por eficiencia en el manejo de la Subdirección de Producción Región Marina Noreste fue estable, con un promedio de 0.30.

La evolución del factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (feem) de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste en los doce meses del 2021 fue de estabilidad, casi lineal. El promedio registrado en todo este periodo fue de 0.90. Durante 2021 el valor del factor de encogimiento por eficiencia en el manejo en la Subdirección de Producción Región Norte se caracteriza por la recuperación gradual del factor de 0.69 a 0.86, promediando durante el año un valor de 0.75.

El valor del factor de encogimiento por eficiencia en el manejo en la Subdirección de Producción Región Sur fue muy estable, incluso con una ligera recuperación al pasar de 0.88 en febrero a 0.91 en diciembre, promediando durante el año un valor de 0.90. Respecto al comportamiento del factor de encogimiento por licuables en el transporte (felt) se tiene: En la Subdirección de Producción Región Marina Noreste, el factor de encogimiento por licuables en el transporte se comportó de manera variable durante el 2021, el valor más bajo registrado fue de 0.78 en el mes de junio, el valor más alto registrado fue en el mes de septiembre y fue de 0.87. El promedio del año de este valor fue de 0.80.

Para la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste, el factor de encogimiento por licuables en el transporte se comportó de manera estable durante 2021. El promedio del año de este valor fue de 0.86.

El comportamiento característico de este factor en la Subdirección de Producción Región Sur es de ser una plataforma constante, así se comportó durante el 2021, con el valor promedio de 0.99.

En la Subdirección de Producción Región Norte el promedio del factor de encogimiento por licuables en el transporte durante 2021 presentó un valor promedio de 0.89. Estas variaciones se muestran en la figura 3.2. El efecto de la eficiencia operativa en las instalaciones de distribución en cada uno de los

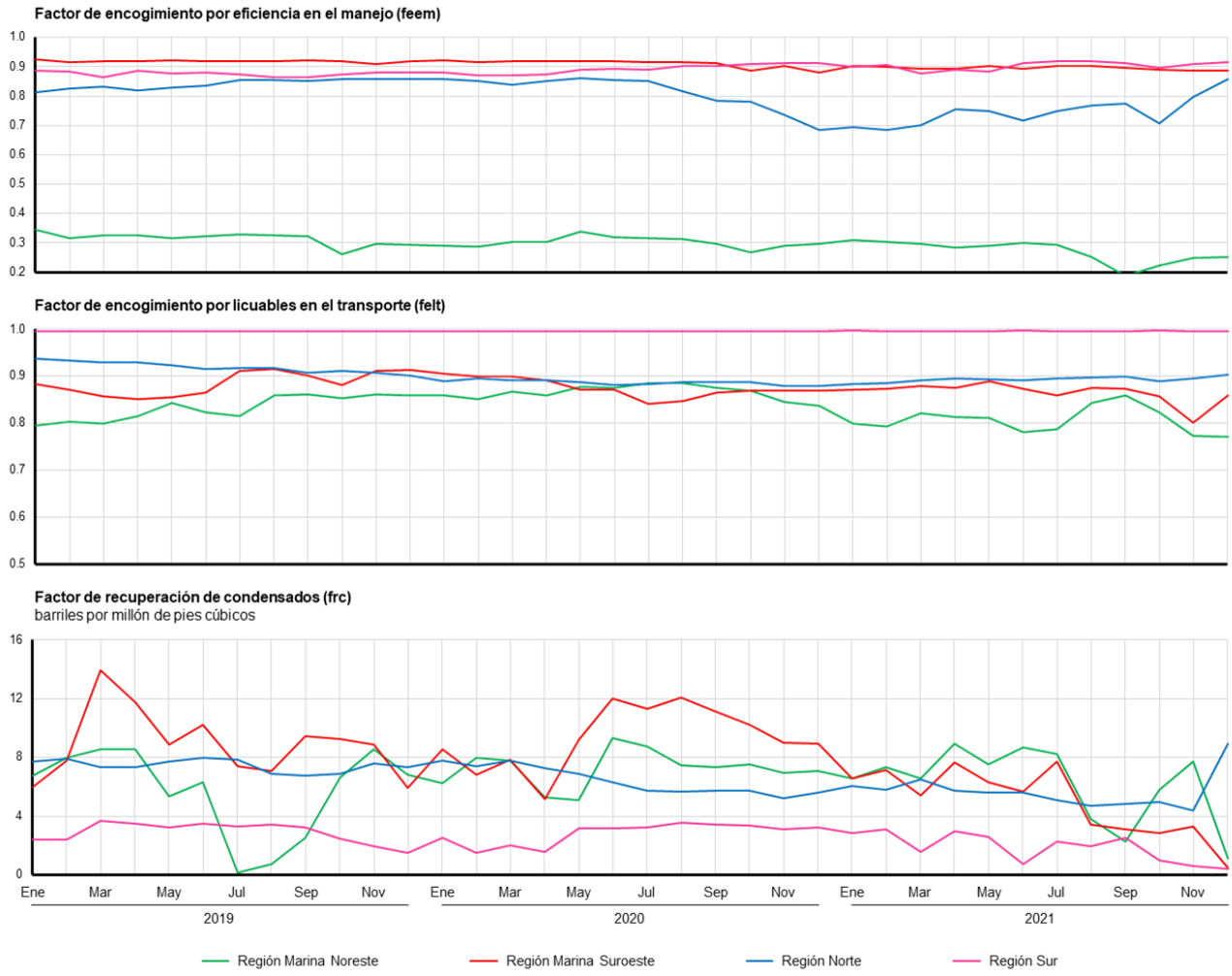


Figura 3.2 Factores de encogimiento y recuperación de condensados del gas natural.

procesos industriales antes de llegar al complejo procesador de gas incide de manera directa en el aumento o disminución del factor de encogimiento del gas por efecto de licuables en las líneas de transporte. Con respecto al factor de recuperación de condensados (frc), se tiene lo siguiente: En la Subdirección de Producción Región Marina Noreste, el factor de recuperación de condensados (frc) presentó una variabilidad considerable durante el año 2021. El valor promedio del año fue de 6.2.

Para la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste, el factor de recuperación de condensados (frc) presentó una variabilidad durante el año 2021. El valor promedio del año fue de 5.0. El comportamiento del factor de recuperación de condensados (frc) en la Subdirección de Producción Región Norte presentó una declinación durante el año 2021. El valor promedio del año fue de 5.7. Respecto a la Subdirección de Producción Región Sur, el comportamiento del factor de recuperación de condensados (frc) presentó en 2021 el valor promedio de 1.9.

3.2.2 Comportamiento del gas en los complejos procesadores

Petróleos Mexicanos cuenta con nueve complejos

procesadores de gas (CPG) distribuidos en las regiones petroleras: Arenque, Burgos, Cactus, Ciudad Pemex, La Venta, Matapionche, Nuevo Pemex, Poza Rica y Reynosa. Los CPG se construyeron bajo la filosofía de aprovechar el gas asociado de los yacimientos de petróleo crudo y del gas no asociado de campos con producción comercial. Los CPG reciben el gas amargo enviado por Pemex Exploración y Producción el cual se produce en las cuatro Subdirecciones de Producción. Los complejos más grandes de Pemex son Ciudad Pemex, Cactus y Nuevo Pemex, en ellos se lleva a cabo la mayoría del endulzamiento del gas y del condensado amargo, del procesamiento del gas dulce (recuperación de líquidos) y de la recuperación de azufre. En lo que respecta a los condensados, casi la totalidad de su endulzamiento se realiza en los complejos de Cactus y Nuevo Pemex. El gas recibido en los complejos procesadores se somete a procesos de endulzamiento cuando el gas es amargo o si está contaminado por algún gas no hidrocarburo para obtener el gas dulce húmedo; posteriormente, a éste se le aplican procesos de absorción y criogénicos para obtener los líquidos de planta y el gas seco, también conocidos como hidrocarburos licuados y gas residual.

Las reducciones en el volumen del gas en estos procesos se expresan cuantitativamente mediante dos factores:

i. Factor de encogimiento por impurezas (fei), que considera el efecto de retirar los compuestos que no son hidrocarburos del gas.

ii. Factor de encogimiento por licuables en planta (felp), que contempla el efecto de la separación de los hidrocarburos licuables del gas húmedo.

De esta forma, los líquidos obtenidos se relacionan al gas húmedo mediante el factor de recuperación de líquidos en planta (frlp). Una vez procesado el gas húmedo y los condensados en el complejo se entregan en los puntos de transferencia establecidos los productos como: gas licuado, gas dulce, gas natural seco, etano y naftas. Cada complejo procesador de gas recibe diferentes composiciones de los hidrocarburos producidos y su funcionamiento sigue altos estándares de exigencia mediante un proceso de producción diseñado para su operación.

Durante el trienio 2019-2021 el comportamiento de los factores de encogimiento y rendimiento del gas en los complejos procesadores han seguido trayectorias semejantes, la eficiencia dependerá de la composición de la mezcla que cada complejo maneje, del número de etapas de su proceso intrínseco, así como también del abasto de gas húmedo amargo proveniente de los yacimientos de las Cuencas del Sureste y de la Cuenca Tampico-Misantla y del volumen de gas húmedo dulce de las cuencas de Burgos y Veracruz. En la figura 3.3 se presenta el comportamiento de todos los complejos procesadores de gas.

A continuación, se describen los factores de encogimiento por impurezas (fei) para los diferentes complejos del sistema:

Los complejos Arenque y Poza Rica continuaron siendo en 2021 los más altos en factores de encogimiento por impurezas. El complejo Matapionche fue el que tuvo mayor variabilidad en su comportamiento y su promedio fue de 0.96. Durante el 2021 el comportamiento de los factores de encogimiento por impurezas en los complejos Cactus y Ciudad Pemex se mantuvieron estables, promediando respectivamente 0.96 y 0.94.

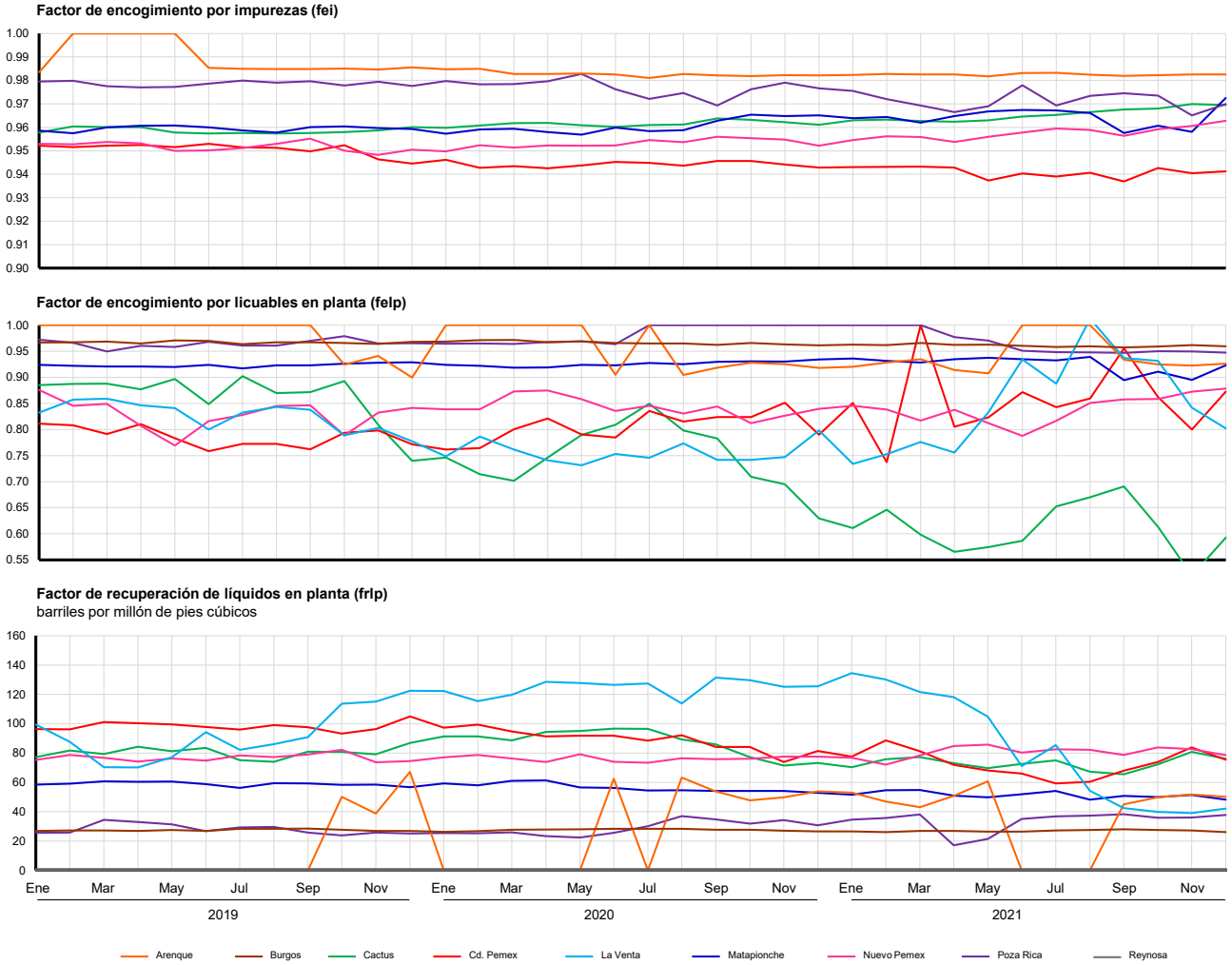


Figura 3.3 Factores de encogimiento y recuperación de líquidos en los complejos procesadores de gas en donde se entrega el gas natural de los yacimientos.

En el caso de Nuevo Pemex Durante el 2021 el comportamiento del factor de encogimiento por impurezas fue creciente y paso de 0.95 en enero a 0.96 en diciembre. No se maneja este factor en los complejos La Venta, Reynosa y Burgos. Para el caso del factor de encogimiento por licuables en planta (felp) se tiene que: Para el Complejo Procesador Cactus durante el 2021 el comportamiento del factor de encogimiento por licuables en planta tuvo variaciones alcanzando su máximo valor de 0.69 en septiembre y cayendo hasta 0.52 en noviembre. Durante el 2021 el comportamiento del factor de encogimiento por licuables en planta de Poza Rica promedió 0.97, siendo uno de los complejos de mayor valor en este factor.

Para el 2021 el comportamiento del factor de encogimiento por licuables en planta del Complejo de Ciudad Pemex promedió 0.86. El factor de encogimiento por licuables en planta del complejo La Venta durante el 2021 el comportamiento de este factor fue al alza, pasó de 0.73 en enero a 0.80 en diciembre. El comportamiento del factor de encogimiento por licuables en planta del complejo Matapionche durante 2021 fue estable hasta el mes de agosto, cayendo de 0.95 en agosto a 0.89,

recuperándose en diciembre a 0.93. En 2021 el factor de encogimiento por licuables en planta del complejo Nuevo Pemex fue a la baja al pasar de 0.85 en enero a 0.78 en junio, recuperándose a 0.88 en diciembre. En el complejo Arenque en 2021 el factor de encogimiento por licuables en planta promedio durante los meses que operó fue de 0.93.

Para el complejo Burgos durante el 2021 el promedio del año fue de 0.96.
En planta no todos los complejos recuperan el mismo porcentaje de volumen de líquidos, el comportamiento del factor de recuperación de líquidos en planta (frlp) para el periodo 2019-2021 se caracteriza por dos bandas, la primera con valores por arriba de los 80 barriles por cada millón de pies cúbicos (b/mmpc), caso de Nuevo Pemex y la segunda con valores menores a los 60 b/mmpc, caso de Matapionche.

Para la Venta durante el 2021 el comportamiento del factor de recuperación de líquidos en planta de este complejo tuvo un comportamiento de declinación pasando de 134.4 en enero a 42.2 en diciembre, promediando un valor de 82.0.

El factor de recuperación de líquidos en planta de Cactus tuvo un comportamiento de declinación pasando de 70.2 en enero a 67.0 en septiembre, recuperándose a 80.7 en noviembre, promediando un valor de 73.0.

En el complejo Ciudad Pemex el factor de recuperación de líquidos tuvo un comportamiento de declinación pasando de 88.5 en febrero a 59.3 en julio, recuperándose a 83.7 en noviembre., promediando un valor de 72.9. En 2021 el factor de recuperación de líquidos en el complejo Nuevo Pemex tuvo un comportamiento ascendente pasando de 76.7 en enero a 84.8 en abril, recuperándose a 82.7 en diciembre, promediando un valor de 80.6.

Para el complejo Matapionche durante el 2021 el factor de recuperación de líquidos tuvo un comportamiento estable, promediando 51.4

Durante el 2021 el comportamiento del factor de recuperación de líquidos de planta del CPG Arenque promedió 50.0 de enero a junio, fue cero en los meses de junio a agosto y fue el promedio de 49.0 de septiembre a diciembre. El promedio del año fue de 37.6.

El comportamiento del factor de recuperación de líquidos del complejo Burgos en 2021 se mantuvo estable, casi lineal, promediando 26.9.

En 2021 el factor de recuperación de líquidos del complejo Poza Rica tuvo un comportamiento estable, excepto en el mes de abril que cayó de 43.0 a 17.0, recuperándose inmediatamente hasta llegar a 37.8 en diciembre, promediando 33.7. No se maneja este factor en el complejo Reynosa.

3.3 Reservas remanentes totales

El balance de las reservas de petróleo crudo y gas natural entre una evaluación y otra depende de variaciones múltiples, causadas por los resultados de actividades físicas en los campos, como la delimitación, el desarrollo, la revisión del comportamiento de presión/producción, la incorporación de campos nuevos, así como por la producción del periodo, pero también de las variaciones que se presenten en las premisas como el encogimiento del gas, factor de equivalencia promedio de gas natural a líquido (boe por sus siglas en ingles), riqueza de condensados, de los costos

variables por producción, de los costos variables por pozo, de los costos fijos, y no menos importante, por los precios de la mezcla mexicana de crudo y del gas húmedo amargo. Es importante resaltar que en los últimos años, debido a la aplicación de algunos criterios adicionales por parte de regulador, CNH, se tiene cierta diferencia entre las cifras finales que reporta la CNH para los campos de Pemex, respecto de la cuantificación que Pemex somete a consideración de la CNH; es por esta razón que en esta sección se mostrarán todos los valores en pares, separados por una diagonal; el primer valor corresponde a las cifras finales reportadas por CNH (superíndice a), y el segundo valor corresponde a la cuantificación total de PEMEX (superíndice b).

Con la aplicación de los perfiles futuros de producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos de cada yacimiento obtenidos en cada año de evaluación con diferentes sistemas y herramientas tecnológicas como balance de materia, curvas de declinación o simulación numérica, y con el grupo de premisas económicas actualizadas obtenidas en cada año de evaluación, el volumen de las reservas 3P estimadas por Pemex al 1 de enero de 2022, totalizan 18,548.46[a] / 19,970.3[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, su clasificación se distribuye de la siguiente manera: 39.5[a] / 37.2[b] por ciento de reservas probadas, 30.2[a] / 29.8[b] por ciento de reservas probables y 30.3[a] / 33.0[b] por ciento corresponde a reservas posibles.

A partir de la evaluación del 1 de enero de 2015 se contabilizan solo las reservas de hidrocarburos de los campos asignados a Pemex, lo que hace incomparables los valores contra los ejercicios anteriores a esta fecha, en todas las categorías de reservas y en todos sus tipos de hidrocarburos, tanto como asignatario, como de sus diferentes tipos de contratos, cuya evaluación económica manifieste rentabilidad a la fecha de evaluación. La integración de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente en sus diferentes categorías se muestra en la figura 3.4. Desde el punto de vista regional al 1 de enero de 2022, las reservas 3P de petróleo crudo equivalente se distribuyen en la Subdirección de Producción Región Norte con 40.7[a] / 41.3[b] por ciento, en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste con 38.7[a] / 35.9[b] por ciento, la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste con 10.6[a] / 10.4[b] por ciento y finalmente la Subdirección de Producción Región Sur con 10.1[a] / 12.4[b] por ciento.

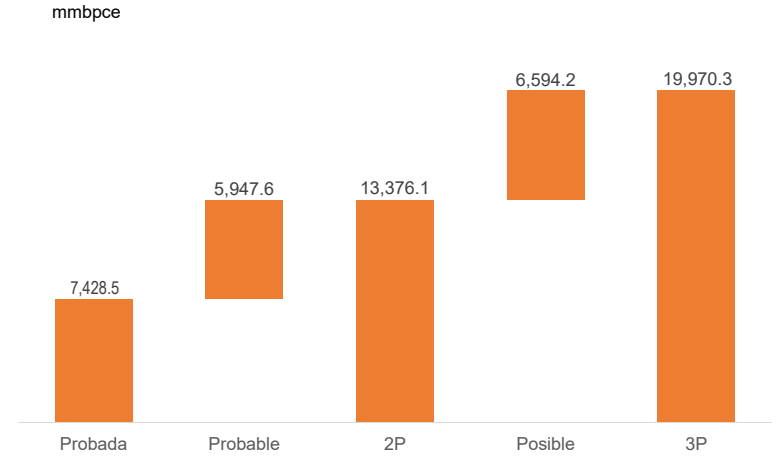


Figura 3.4 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente.

En términos de crudo y gas natural, las reservas 3P de los campos asignados a Pemex al 1 de enero de 2022 ascienden a 13,888.9[a] / 14,894.8[b] millones de barriles y 26,686.7[a] / 28,752.5[b] miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. De acuerdo con el tipo de fluido que compone al petróleo crudo equivalente la distribución de las reservas remanentes totales de Pemex al 1 de enero de 2022, se muestra en el cuadro 3.1. El aceite crudo es el que aporta mayor volumen con el 74.9[a] / 74.6[b] por ciento, el condensado con 0.3[a] / 0.3[b] por ciento, los líquidos de planta con 4.2[a] / 4.3[b] por ciento y el 20.7[a] / 20.8[b] por ciento restantes corresponde al gas seco equivalente a líquido. En términos del gas natural, el volumen estimado de reserva de gas 3P entregada en plantas es de 22,234.7[a] / 24,187.3[b] miles de millones de pies cúbicos, y la reserva de gas seco es de 19,926.5[a] / 21,585.7[b] miles de millones de pies cúbicos. La variedad de hidrocarburos líquidos producidos por los campos en explotación es diversa y por ello se hace una clasificación de las reservas totales de acuerdo con su calidad comercial, tomando en cuenta la densidad del fluido, en el cuadro 3.2 se muestra esta clasificación. El aceite pesado es el que tiene mayor presencia, el cual aporta 63.7[a] / 60.1[b] por ciento del

Cuadro 3.1 Distribución histórica de las reservas totales.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2019	**Total**	**15,292.4**	**116.6**	**1,089.3**	**3,954.3**	**20,452.6**	**27,655.2**	**23,240.1**	**20,565.8**
	Bloques Aguas Someras AS01	7,206.7	20.4	261.7	414.2	7,903.0	3,755.8	2,838.1	2,154.4
	Bloques Aguas Someras AS02	2,139.6	40.3	205.4	338.9	2,724.2	3,068.0	2,264.9	1,762.8
	Bloques Norte	4,975.4	42.3	388.2	2,759.3	8,165.1	17,765.6	15,245.9	14,350.8
	Bloques Sur	970.8	13.6	234.1	441.8	1,660.3	3,065.7	2,891.2	2,297.8
2020	**Total**	**14,456.3**	**57.6**	**896.5**	**4,124.6**	**19,534.9**	**27,769.9**	**23,527.2**	**21,451.6**
	Marina Noreste	6,217.9	11.1	225.0	367.7	6,821.7	3,292.5	2,519.0	1,912.1
	Marina Suroeste	2,181.9	19.4	165.6	296.7	2,663.6	2,794.7	1,945.7	1,543.1
	Norte	4,856.3	15.8	237.6	2,888.0	7,997.6	17,893.6	15,485.5	15,020.1
	Sur	1,200.2	11.4	268.2	572.2	2,052.0	3,789.0	3,577.1	2,976.2
2021	**Total[a]**	**14,450.3**	**59.3**	**835.5**	**3,966.1**	**19,311.3**	**26,166.7**	**22,865.8**	**20,627.7**
	Total[b]	**15,113.0**	**64.5**	**939.3**	**4,269.4**	**20,386.2**	**28,154.6**	**24,726.7**	**22,205.0**
	Marina Noreste	6,954.0	16.7	193.7	327.8	7,492.2	2,847.9	2,239.3	1,704.9
	Marina Suroeste	1,887.1	19.8	158.7	269.2	2,334.7	2,409.7	1,882.4	1,400.0
	Norte	4,904.7	17.5	230.4	3,034.9	8,187.5	18,283.2	16,188.2	15,784.1
	Sur	1,367.2	10.5	356.4	637.6	2,371.7	4,613.8	4,416.8	3,315.9
2022	**Total[a]**	**13,888.9**	**56.2**	**772.1**	**3,831.3**	**18,548.5**	**26,686.7**	**22,234.7**	**19,926.5**
	Total[b]	**14,894.8**	**58.1**	**867.1**	**4,150.4**	**19,970.3**	**28,752.5**	**24,187.3**	**21,585.7**
	Marina Noreste	6,647.9	19.0	155.7	347.3	7,170.0	3,164.0	2,257.6	1,806.2
	Marina Suroeste	1,735.4	10.8	106.6	227.3	2,080.1	2,088.5	1,530.2	1,182.1
	Norte	5,022.4	19.5	266.6	2,931.3	8,239.8	18,627.0	15,733.5	15,245.7
	Sur	1,489.0	8.7	338.2	644.4	2,480.3	4,873.0	4,666.0	3,351.7

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

volumen total, en segundo término, el aceite ligero con 22.2[a] / 23.3[b] por ciento y, por último, el aceite superligero con 14.1[a] / 16.6[b] por ciento. En los campos de la Subdirección de Producción Región Marina Noreste se encuentra el mayor volumen de reservas totales de aceite pesado con el 70.5[a] / 69.7[b] por ciento. De la misma manera, en la Subdirección de Producción Región Norte se encuentra el mayor porcentaje de aceite ligero con 51.4[a] / 50.8[b] por ciento, mientras que, para el caso del aceite superligero, los volúmenes están divididos de la siguiente manera, en términos de porcentaje, en la Subdirección de Producción Región Norte con 55.7[a] / 54.5[b], en la Subdirección de Producción Región Sur con 30.3[a] / 34.5[b] y la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste con 14.0[a] /11.0[b]. En el mismo cuadro 3.2 se presenta la evolución de las reservas remanentes totales de gas natural de Pemex, por su naturaleza el gas se desglosa en asociado y no asociado. La porción mayor de la reserva remanente total de gas natural corresponde a gas asociado con un porcentaje del total de 52.6[a] / 53.4[b] por ciento, y una magnitud de 14,046.2[a] / 15,350.7[b] miles de millones de pies cúbicos, y un 47.4[a] / 46.6[b] por ciento para el gas no asociado, cuyos volúmenes de reserva alcanzaron

Cuadro 3.2 Clasificación de las reservas totales, o 3P, de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						Gas y condensado	Gas húmedo	Gas seco	Total
		mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2019	**Total**	**9,450.7**	**3,983.5**	**1,858.2**	**17,914.2**	**6,348.9**	**2,774.0**	**618.0**	**9,741.0**
	Bloques Aguas Someras AS01	6,632.9	573.8	0.0	3,755.8	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloques Aguas Someras AS02	698.8	986.3	454.5	2,097.2	739.3	231.5	0.0	970.8
	Bloques Norte	1,931.6	1,927.6	1,116.2	10,305.3	4,374.1	2,509.0	577.3	7,460.4
	Bloques Sur	187.4	495.8	287.6	1,755.9	1,235.5	33.6	40.7	1,309.9
2020	**Total**	**8,600.6**	**3,744.6**	**2,111.0**	**16,704.4**	**8,297.2**	**2,231.0**	**537.3**	**11,065.5**
	Marina Noreste	5,666.0	551.8	0.0	3,292.5	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	802.6	1,022.4	356.9	2,071.7	706.6	16.4	0.0	723.0
	Norte	1,934.9	1,716.5	1,204.8	9,870.6	5,338.5	2,185.7	498.7	8,023.0
	Sur	197.1	453.9	549.3	1,469.5	2,252.1	28.9	38.6	2,319.5
2021	**Total[a]**	**9,223.8**	**3,227.7**	**1,998.7**	**13,803.7**	**9,784.8**	**2,112.6**	**465.6**	**12,363.0**
	Total[b]	**9,248.3**	**3,367.5**	**2,497.2**	**15,119.0**	**10,456.6**	**2,113.3**	**465.8**	**13,035.7**
	Marina Noreste	6,527.1	427.0	0.0	2,847.9	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	668.0	851.6	367.5	1,906.2	503.6	0.0	0.0	503.6
	Norte	1,871.6	1,717.4	1,315.7	9,073.6	6,680.4	2,098.8	430.4	9,209.6
	Sur	181.7	371.5	814.0	1,291.3	3,272.7	14.5	35.3	3,322.5
2022	**Total[a]**	**8,849.7**	**3,086.8**	**1,952.4**	**14,046.2**	**9,704.2**	**2,316.0**	**620.3**	**12,640.5**
	Total[b]	**8,945.0**	**3,475.7**	**2,474.0**	**15,350.7**	**10,465.7**	**2,316.0**	**620.3**	**13,401.9**
	Marina Noreste	6,237.1	410.8	0.0	3,164.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	678.0	784.1	273.3	1,632.3	456.2	0.0	0.0	456.2
	Norte	1,909.6	1,765.3	1,347.5	9,068.0	6,662.9	2,308.8	587.4	9,559.1
	Sur	120.4	515.5	853.1	1,486.4	3,346.6	7.2	32.9	3,386.6

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

12,640.5[a] / 13,401.9[b] miles de millones de pies cúbicos. La mayor parte del gas asociado se localiza en la Subdirección de Producción Región Norte con el 57.7[a] / 59.1[b] por ciento, es decir 8,106.4[a] / 9,068.0[b] miles de millones de pies cúbicos. En cuanto a las reservas totales de gas no asociado, para esta evaluación, los mayores volúmenes se localizan distribuidos en la Subdirección de Producción Región Norte con 74.3[a] / 71.3[b] por ciento.

La evolución histórica de las reservas totales de petróleo crudo equivalente en los últimos tres años se muestra en la figura 3.5 indicando los conceptos que dan como resultado la variación de éstas con respecto al año anterior. En la estimación al 1 de enero del 2022 se registró una variación de -186.2[a] / 426.1[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, las reservas pasaron de 19,576.6[a] / 20,386.2[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero del 2021 a 18,548.5[a] / 19,970.3[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero del 2022, esta modificación es atribuible a la integración y balance de cinco conceptos: adiciones, revisiones, desarrollos, producción y migraciones a contratos.

El desglose de cada uno de estos cinco conceptos se resume de la siguiente manera en miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las adiciones de reservas dentro del balance se componen por la incorporación y la delimitación de yacimientos, la combinación de estos dos conceptos en 2021 resultó en el balance -87.6[a] / 396.4[b] mmbpce a las reservas totales. La actividad que por sí misma reduce el valor de las reservas es la producción del periodo que en 2021 fue por 842.0 mmbpce, debido al comportamiento presión-producción de los campos las revisiones desincorporaron 91.9[a] / 112.0[b] mmbpce. El concepto de desarrollo resultó en -6.8[a] / 141.7[b] mmbpce, este concepto agrupa actividades físicas como la terminación de pozos de desarrollo durante el año 2021. Finalmente, las migraciones de campos no presentaron movimientos de reservas.

La madurez de los programas de desarrollo es otro elemento de cambio implícito dentro de la evaluación de reservas futuras, la mayor sensibilidad a esta madurez, comúnmente se da en campos maduros y marginales, campos en aguas

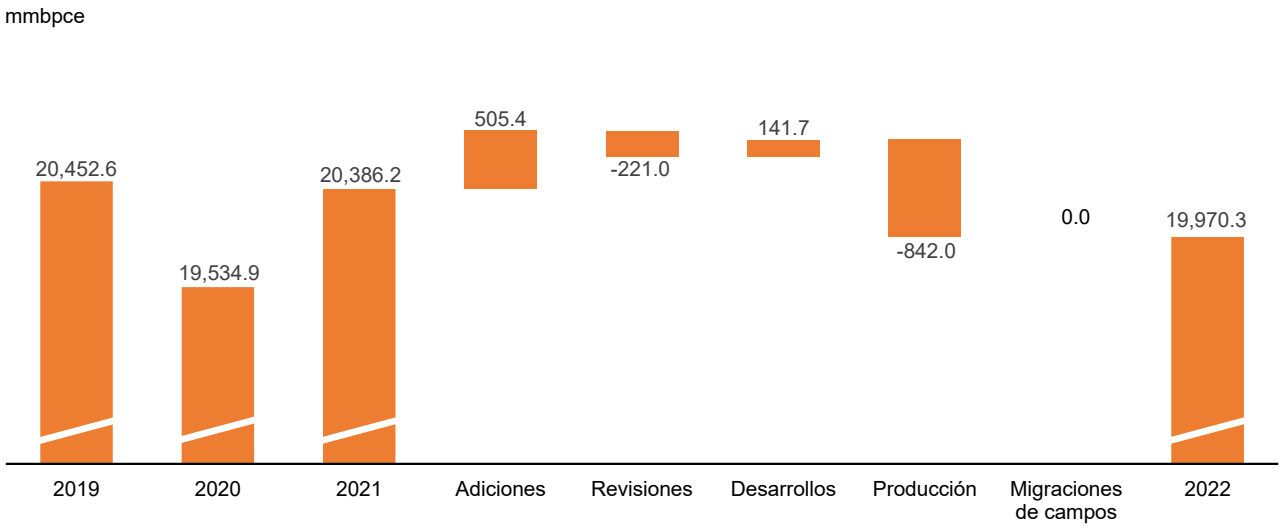


Figura 3.5 Evolución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente.

Cuadro 3.3 Distribución histórica de las reservas probadas.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entrega-do en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2019	**Total**	**5,332.9**	**62.4**	**390.8**	**1,224.3**	**7,010.3**	**8,856.6**	**7,356.2**	**6,367.7**
	Bloques Aguas Someras AS01	3,253.3	13.3	125.2	198.1	3,589.9	1,807.7	1,357.5	1,030.5
	Bloques Aguas Someras AS02	630.2	26.2	78.7	132.3	867.4	1,144.6	894.0	687.9
	Bloques Norte	838.6	12.5	39.2	614.8	1,505.2	3,970.3	3,278.9	3,197.3
	Bloques Sur	610.7	10.4	147.6	279.2	1,047.9	1,934.0	1,825.8	1,452.0
2020	**Total**	**5,603.1**	**29.8**	**355.2**	**1,228.1**	**7,216.2**	**8,697.1**	**7,241.0**	**6,387.1**
	Marina Noreste	3,564.3	8.0	122.5	200.2	3,895.0	1,770.2	1,371.3	1,041.0
	Marina Suroeste	590.7	8.3	74.5	133.8	807.4	1,165.3	881.0	696.0
	Norte	841.4	7.8	34.6	627.2	1,511.0	3,963.6	3,322.1	3,262.1
	Sur	606.7	5.6	123.6	266.9	1,002.8	1,798.0	1,666.6	1,388.0
2021	**Total[a]**	**5,617.5**	**29.8**	**348.0**	**1,324.1**	**7,319.5**	**9,110.3**	**7,850.2**	**6,886.5**
	Total[b]	**5,696.9**	**31.3**	**361.3**	**1,347.0**	**7,436.5**	**9,315.0**	**8,009.4**	**7,005.7**
	Marina Noreste	3,500.0	9.4	103.7	175.4	3,788.5	1,486.5	1,198.4	912.5
	Marina Suroeste	568.6	9.7	81.9	138.9	799.1	1,211.5	971.2	722.4
	Norte	1,024.5	7.8	36.9	790.3	1,859.6	4,820.4	4,169.1	4,110.5
	Sur	603.8	4.4	138.8	242.3	989.3	1,796.5	1,670.7	1,260.3
2022	**Total[a]**	**5,557.8**	**28.6**	**371.9**	**1,370.1**	**7,328.5**	**9,847.6**	**8,392.0**	**7,126.0**
	Total[b]	**5,684.0**	**28.5**	**361.8**	**1,354.1**	**7,428.5**	**9,728.7**	**8,265.2**	**7,042.7**
	Marina Noreste	3,195.2	10.2	81.0	180.6	3,466.9	1,597.6	1,173.7	939.1
	Marina Suroeste	641.0	6.3	62.3	132.9	842.5	1,170.6	894.6	691.0
	Norte	1,045.2	6.8	41.5	699.3	1,792.8	4,385.6	3,717.5	3,637.0
	Sur	802.6	5.2	177.1	341.4	1,326.3	2,574.9	2,479.4	1,775.6
	[a] Valores CNH								
	[b] Valores Pemex								

profundas, campos no convencionales, campos de reciente descubrimiento y en delimitación. A medida que los proyectos de explotación de este tipo de campos vayan recibiendo las inversiones requeridas para su ejecución y se reduzcan los riesgos técnicos de las estrategias de explotación como la recuperación secundaria y mejorada, el doble desplazamiento, los volúmenes de hidrocarburos in situ podrán recategorizarse en el futuro hacia alguna categoría de reservas de menor riesgo.

La relación reserva-producción del volumen total de reservas de los campos asignados a Pemex al 1 de enero de 2022, sólo considera la producción del periodo 2021 de dichos campos. Bajo esta consideración para la reserva 3P la relación reserva-producción alcanzó un valor de 22.0[a] / 23.7[b] años. Para las reservas 2P, la relación es 15.4[a] / 15.9[b] años y para las reservas probadas de 8.7[a] / 8.8[b]. Es importante mencionar que para el cálculo de este indicador no se contempla declinación de la producción, ni variación en los precios de hidrocarburos y costos de operación, mantenimiento y transporte. Además de considerar constante la producción, y la suposición de que no se harán inversiones estratégicas.

3.3.1 Reservas remanentes probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos de Pemex han sido evaluadas de acuerdo con los criterios y definiciones de la SEC, reportando un volumen de reservas probadas al 1 de enero de 2022 por 7,328.5[a] / 7,428.5[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Si se considera la distribución a nivel regional, 47.3[a] / 46.7[b] por ciento se encuentra en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste, siendo esta la de mayor contribución seguida por la Subdirección de Producción Región Norte con 24.3[a] / 24.1[b] por ciento. La Subdirección de Producción Región Sur aporta el 17.1[a] / 17.9[b] por ciento, y la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste con 11.3[a] / 11.3[b] por ciento. En términos de aceite y gas natural las reservas probadas de Pemex ascienden a 5,557.8[a] / 5,684.0[b] millones de barriles de crudo y 9,847.6[a] / 9,728.7[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Para esta evaluación, el valor del volumen de reservas probadas de petróleo crudo equivalente está conformado por 75.8[a] / 76.5[b] por ciento de aceite crudo, 18.7[a] / 18.2[b] por ciento de gas seco

Cuadro 3.4 Clasificación de las reservas probadas, o 1P, de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						Gas y condensado	Gas húmedo	Gas seco	Total
		mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2019	**Total**	**3,615.1**	**1,247.8**	**470.0**	**5,302.5**	**2,050.6**	**1,128.1**	**375.4**	**3,554.1**
	Bloques Aguas Someras AS01	3,024.1	229.3	0.0	1,807.7	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloques Aguas Someras AS02	100.0	361.6	168.6	788.0	356.6	0.0	0.0	356.6
	Bloques Norte	408.1	280.7	149.8	1,282.3	1,228.8	1,114.2	345.1	2,688.1
	Bloques Sur	82.9	376.2	151.6	1,424.6	465.2	13.9	30.4	509.4
2020	**Total**	**3,914.1**	**1,182.2**	**506.8**	**4,875.9**	**2,436.4**	**1,040.1**	**344.7**	**3,821.1**
	Marina Noreste	3,267.4	296.9	0.0	1,770.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	124.0	303.5	163.2	735.5	429.8	0.0	0.0	429.8
	Norte	428.1	259.9	153.5	1,252.4	1,363.0	1,030.2	318.0	2,711.2
	Sur	94.7	321.8	190.2	1,117.9	643.6	9.8	26.7	680.2
2021	**Total[a]**	**3,900.2**	**1,110.5**	**606.9**	**4,443.0**	**3,366.4**	**955.8**	**345.2**	**4,667.4**
	Total[b]	**3,901.6**	**1,110.5**	**684.8**	**4,589.1**	**3,424.0**	**956.5**	**345.3**	**4,725.8**
	Marina Noreste	3,215.4	284.6	0.0	1,486.5	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	127.7	265.2	175.7	787.7	423.8	0.0	0.0	423.8
	Norte	474.7	294.3	255.5	1,344.0	2,203.5	951.1	321.8	3,476.4
	Sur	83.7	266.4	253.7	970.9	796.7	5.4	23.5	825.6
2022	**Total[a]**	**3,623.4**	**1,143.4**	**791.1**	**4,589.8**	**4,188.2**	**839.5**	**230.1**	**5,257.8**
	Total[b]	**3,640.7**	**1,172.6**	**870.7**	**4,636.6**	**4,022.5**	**839.5**	**230.1**	**5,092.1**
	Marina Noreste	2,920.1	275.1	0.0	1,597.6	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	160.2	314.4	166.5	775.9	394.7	0.0	0.0	394.7
	Norte	488.9	305.8	250.6	1,357.7	1,986.7	832.3	208.8	3,027.8
	Sur	71.6	277.4	453.7	905.3	1,641.1	7.2	21.3	1,669.5

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

equivalente a líquido, los líquidos de planta contribuyen con 5.1[a] / 4.9[b] por ciento y los condensados con el restante 0.4[a] / 0.4[b] por ciento. Las reservas probadas de gas entregado en planta y gas seco contienen 8,392.0[a] / 8,265.2[b] y 7,126.0[a] / 7,042.7[b] miles de millones de pies cúbicos, respectivamente, y para esta fase hidrocarburo los mayores volúmenes se ubican principalmente en la Subdirección de Producción Región Norte con 50.8[a] / 51.6[b] por ciento y en la Subdirección de Producción Región Sur con 26.3[a] / 25.2[b] por ciento.

La evolución de estas reservas por tipo de fluido y subdirección se muestran en el cuadro 3.3. Si se toma en cuenta la clasificación del crudo de acuerdo con su densidad, de los 7,328.5[a] / 7,428.5[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reserva probada, corresponden al aceite crudo 5,557.8[a] / 5,684.0[b] millones, a su vez el volumen de aceite crudo esta fraccionado en pesado, ligero y superligero, siendo las proporciones porcentuales de 65.2[a] / 64.1[b], 20.6[a] / 20.6[b] y 14.2[a] / 15.3[b], respectivamente. La Subdirección de Producción Región Marina Noreste contiene el mayor volumen probado de aceite pesado con 80.6[a] / 80.2[b] por ciento, mientras que la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste tiene 27.5[a] / 26.8[b] por ciento del aceite ligero y la Subdirección de Producción Región Sur tiene el 47.5[a] / 52.1[b] por ciento del aceite superligero.

Refiriéndonos a las reservas probadas de gas, el gas asociado representa 46.6[a] / 47.7[b] por ciento del total mientras que el gas no asociado representa 53.4[a] / 52.3[b] por ciento. La Subdirección de Producción Región Marina Noreste posee el mayor volumen de reservas probadas de gas asociado con 34.8[a] / 34.5[b] por ciento, mientras que la mayor concentración de reservas de gas no asociado se encuentra en las Subdirecciones de Producción Región Norte y Región Sur con 57.3[a] / 59.5[b] por ciento y 35.1[a] / 32.8[b] por ciento respectivamente. Las reservas probadas de aceite crudo, clasificadas de acuerdo con su densidad como aceite pesado, ligero y superligero, así como las reservas de gas natural clasificadas como gas asociado y no asociado, son mostradas en el cuadro 3.4. En conjunto, entre las actividades de revisiones, desarrollos, adiciones, producción y migraciones de campos, se registra un incremento de las reservas probadas de 753.1[a] / 834.0[b] millones de

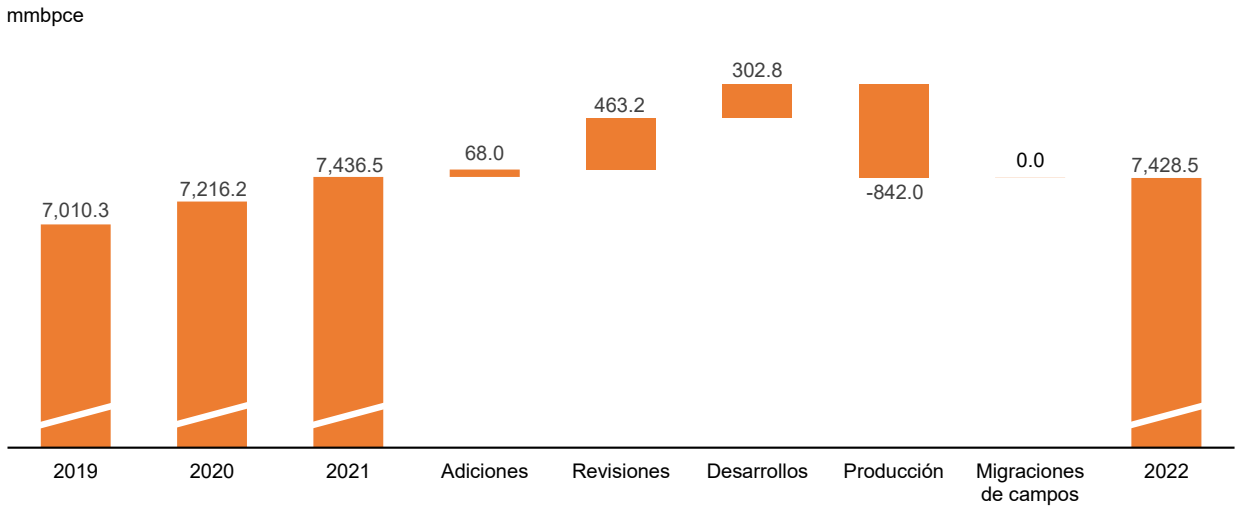


Figura 3.6 Evolución de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente.

barriles de petróleo crudo equivalente. En la figura 3.6 se presenta la evolución de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente en los últimos tres años, así como su comportamiento y los conceptos que dieron como resultado la variación entre el 1 de enero de 2022 y el año anterior. Las reservas remanentes probadas se clasifican en reservas probadas desarrolladas y en reservas probadas no desarrolladas. Las primeras aportan el 61.0[a] / 59.5[b] por ciento y las no desarrolladas contribuyen con el 39.0[a] / 40.5[b] por ciento restante, figura 3.7.

3.3.1.1 Reservas probadas desarrolladas

El volumen de las reservas probadas desarrolladas al 1 de enero de 2022 es de 4,469.2[a] / 4,416.8[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El mayor volumen se encuentra en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste con 53.0[a] / 53.6[b] por ciento del total, siendo la de mayor importancia, seguida por la Subdirección de Producción Región Sur con 17.8[a] / 16.8[b] por ciento y finalmente, la Subdirección de Producción Región Norte y la Subdirección de

Cuadro 3.5 Distribución histórica de las reservas probadas desarrolladas.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2019	**Total**	**3,269.2**	**43.7**	**274.6**	**649.4**	**4,236.9**	**5,038.9**	**4,075.6**	**3,377.7**
	Bloques Aguas Someras AS01	2,338.5	11.2	111.6	176.7	2,638.1	1,611.5	1,210.5	918.9
	Bloques Aguas Someras AS02	259.6	17.6	48.2	81.0	406.4	671.1	547.5	421.3
	Bloques Norte	269.7	7.1	15.9	203.0	495.8	1,444.0	1,086.5	1,056.0
	Bloques Sur	401.4	7.7	98.9	188.7	696.7	1,312.3	1,231.0	981.5
2020	**Total**	**3,325.9**	**20.2**	**256.0**	**702.6**	**4,304.6**	**5,186.1**	**4,276.6**	**3,654.2**
	Marina Noreste	2,333.0	6.3	104.5	170.7	2,614.4	1,513.0	1,169.3	887.6
	Marina Suroeste	281.4	5.0	44.3	79.7	410.4	655.9	525.2	414.4
	Norte	284.3	4.7	16.2	255.2	560.4	1,687.6	1,352.5	1,327.3
	Sur	427.2	4.2	90.9	197.1	719.4	1,329.7	1,229.5	1,024.9
2021	**Total[a]**	**3,302.0**	**22.9**	**261.8**	**752.6**	**4,339.3**	**5,492.9**	**4,650.2**	**3,914.5**
	Total[b]	**3,308.4**	**23.0**	**262.8**	**754.5**	**4,348.8**	**5,511.4**	**4,663.1**	**3,924.2**
	Marina Noreste	2,258.9	8.0	88.3	149.5	2,504.7	1,281.4	1,021.1	777.4
	Marina Suroeste	338.9	6.8	61.1	103.6	510.4	885.3	724.7	539.0
	Norte	317.4	4.9	17.2	331.6	671.1	2,093.2	1,751.1	1,724.8
	Sur	393.3	3.3	96.1	169.8	662.5	1,251.5	1,166.1	882.9
2022	**Total[a]**	**3,400.6**	**21.0**	**250.2**	**797.5**	**4,469.2**	**5,967.5**	**4,995.5**	**4,147.9**
	Total[b]	**3,398.6**	**20.6**	**232.7**	**764.8**	**4,416.8**	**5,725.2**	**4,753.7**	**3,977.9**
	Marina Noreste	2,128.8	9.2	70.7	157.7	2,366.5	1,410.3	1,025.4	820.4
	Marina Suroeste	443.1	4.9	48.2	102.8	598.9	884.3	692.0	534.4
	Norte	371.8	3.5	18.5	317.6	711.4	2,011.2	1,691.0	1,651.7
	Sur	454.9	3.0	95.4	186.8	740.1	1,419.4	1,345.3	971.4

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

Cuadro 3.6 Clasificación de las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
		mmb	mmb	mmb	mmmpc	Gas y condensado mmmpc	Gas húmedo mmmpc	Gas seco mmmpc	Total mmmpc
2019	**Total**	**2,410.7**	**656.5**	**201.9**	**3,401.0**	**805.3**	**512.6**	**320.0**	**1,637.9**
	Bloques Aguas Someras AS01	2,191.1	147.4	0.0	1,611.5	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloques Aguas Someras AS02	20.0	166.3	73.3	363.1	308.0	0.0	0.0	308.0
	Bloques Norte	137.8	116.4	15.5	481.9	173.7	498.7	289.6	962.0
	Bloques Sur	61.8	226.5	113.0	944.4	323.6	13.9	30.4	367.9
2020	**Total**	**2,388.2**	**686.4**	**251.3**	**3,162.4**	**1,152.4**	**556.0**	**315.4**	**2,023.8**
	Marina Noreste	2,133.8	199.3	0.0	1,513.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	41.1	169.5	70.8	366.7	289.2	0.0	0.0	289.2
	Norte	142.5	103.9	37.9	455.6	395.4	546.1	290.5	1,232.0
	Sur	70.8	213.7	142.7	827.1	467.9	9.8	24.8	502.6
2021	**Total[a]**	**2,314.9**	**663.2**	**323.9**	**3,128.4**	**1,568.6**	**482.6**	**313.3**	**2,364.5**
	Total[b]	**2,314.9**	**663.2**	**330.2**	**3,143.8**	**1,570.9**	**483.2**	**313.4**	**2,367.6**
	Marina Noreste	2,053.1	205.8	0.0	1,281.4	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	66.1	193.1	79.7	570.7	314.6	0.0	0.0	314.6
	Norte	135.0	94.7	87.7	523.6	801.8	477.9	290.0	1,569.7
	Sur	60.7	169.7	162.9	768.1	454.6	5.4	23.4	483.4
2022	**Total[a]**	**2,209.0**	**742.3**	**449.3**	**3,236.3**	**2,123.1**	**378.0**	**230.1**	**2,731.2**
	Total[b]	**2,210.3**	**747.5**	**440.9**	**3,243.2**	**1,873.9**	**378.0**	**230.1**	**2,482.0**
	Marina Noreste	1,900.1	228.7	0.0	1,410.3	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	98.3	248.0	96.8	572.1	312.2	0.0	0.0	312.2
	Norte	154.0	102.8	115.1	536.8	894.8	370.8	208.8	1,474.4
	Sur	57.9	168.0	229.0	724.1	666.9	7.2	21.3	695.4
	[a] Valores CNH								
	[b] Valores Pemex								

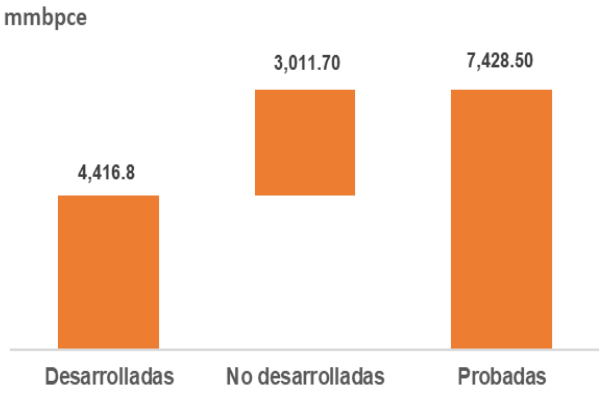


Figura 3.7 Clasificación de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente.

Producción Región Marina Suroeste, con 15.9[a] /16.1[b] y 13.4[a] / 13.6[b] por ciento, respectivamente. El cuadro 3.5 muestra la distribución histórica de estas reservas. En esta categoría, los volúmenes de aceite y gas natural se estimaron respectivamente en 3,400.6[a] / 3,398.6[b] millones de barriles y 5,967.5[a] / 5,725.2[b] miles de millones de pies cúbicos respectivamente.

La Subdirección de Producción Región Marina Noreste documenta el mayor volumen de aceite crudo con el 62.6[a] / 62.6[b] por ciento, es decir 2,128.8[a] / 2,128.8[b] millones de barriles. En términos

Cuadro 3.7 Distribución histórica de las reservas probadas no desarrolladas.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entrega-do en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2019	**Total**	**2,063.7**	**18.7**	**116.1**	**574.9**	**2,773.4**	**3,817.7**	**3,280.6**	**2,990.0**
	Bloques Aguas Someras AS01	914.8	2.0	13.5	21.4	951.8	196.3	147.0	111.6
	Bloques Aguas Someras AS02	370.6	8.5	30.5	51.3	460.9	473.4	346.5	266.6
	Bloques Norte	568.9	5.5	23.3	411.7	1,009.4	2,526.3	2,192.4	2,141.3
	Bloques Sur	209.3	2.7	48.7	90.5	351.2	621.7	594.8	470.5
2020	**Total**	**2,277.2**	**9.6**	**99.3**	**525.5**	**2,911.6**	**3,510.9**	**2,964.4**	**2,732.9**
	Marina Noreste	1,231.3	1.8	18.0	29.5	1,280.6	257.2	202.0	153.3
	Marina Suroeste	309.3	3.3	30.2	54.1	397.0	509.4	355.8	281.6
	Norte	557.1	3.1	18.4	372.0	950.5	2,276.0	1,969.6	1,934.8
	Sur	179.5	1.5	32.7	69.8	283.5	468.3	437.0	363.1
2021	**Total[a]**	**2,315.5**	**7.0**	**86.2**	**571.4**	**2,980.2**	**3,617.4**	**3,200.0**	**2,972.0**
	Total[b]	**2,388.5**	**8.3**	**98.5**	**592.5**	**3,087.8**	**3,803.5**	**3,346.4**	**3,081.5**
	Marina Noreste	1,241.1	1.4	15.3	26.0	1,283.8	205.1	177.3	135.0
	Marina Suroeste	229.8	2.8	20.8	35.3	288.6	326.2	246.5	183.3
	Norte	707.1	2.9	19.7	458.7	1,188.5	2,727.2	2,418.0	2,385.7
	Sur	210.5	1.2	42.6	72.6	326.9	545.0	504.5	377.4
2022	**Total[a]**	**2,157.3**	**7.7**	**121.7**	**572.6**	**2,859.3**	**3,880.2**	**3,396.4**	**2,978.1**
	Total[b]	**2,285.4**	**7.9**	**129.1**	**589.3**	**3,011.7**	**4,003.5**	**3,511.5**	**3,064.8**
	Marina Noreste	1,066.4	1.1	10.2	22.8	1,100.5	187.4	148.3	118.7
	Marina Suroeste	197.9	1.4	14.1	30.1	243.6	286.3	202.6	156.6
	Norte	673.4	3.2	23.0	381.7	1,081.4	2,374.4	2,026.5	1,985.3
	Sur	347.7	2.2	81.7	154.6	586.2	1,155.4	1,134.1	804.2

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

de gas natural el mayor volumen corresponde a la Subdirección de Producción Región Norte con 33.7[a] / 35.1[b] por ciento, esto es 2,010.8[a] / 2,011.2[b] miles de millones de pies cúbicos. Asimismo, el total de la reserva probada desarrollada de gas entregado en planta alcanzó 4.995.5[a] / 4,753.7[b] miles de millones de pies cúbicos, en tanto que la reserva de gas seco fue de 4,147.9[a] / 3,977.9[b] miles de millones de pies cúbicos. Continuando con la reserva probada desarrollada de aceite crudo, por su densidad, el tipo de aceite pesado participa con 65.0[a] / 65.0[b] por ciento, el ligero con 21.8[a] / 22.0[b] por ciento y el superligero con 13.2[a] / 13.0[b] por ciento. El 86.0[a] / 86.0[b] por ciento de la reserva probada desarrollada de aceite pesado corresponde a la Subdirección de Producción Región Marina Noreste y 33.4[a] / 30.6[b] por ciento de aceite ligero corresponde a la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste, y el superligero se concentra en mayor proporción en la Subdirección de Producción Región Sur con 52.8[a] / 51.9[b] por ciento. La clasificación de la reserva probada desarrollada de aceite es mostrada en el cuadro 3.6. Con respecto al gas, la reserva probada desarrollada está constituida por 54.2[a] / 56.6[b] por ciento de gas asociado y 45.8[a] / 43.4[b] por ciento de gas no asociado. La Subdirección de Producción

Región Marina Noreste y la Subdirección de Producción Región Sur contribuyen con los mayores volúmenes de reserva probada desarrollada de gas asociado con 43.6[a] / 43.5[b] y 22.2[a] / 22.3[b] por ciento, respectivamente. Mientras que los mayores volúmenes de reservas probadas desarrolladas de gas no asociado se localizan en la Subdirección de Producción Región Norte y Subdirección de Producción Región Sur con 54.0[a] / 59.4[b] y 34.6[a] / 28.0[b] por ciento respectivamente. La Subdirección de Producción Región Marina Suroeste aporta el 11.4[a] / 12.6[b] por ciento restante. El cuadro 3.6 también muestra la clasificación de la reserva probada desarrollada de gas natural.

3.3.1.2 Reservas probadas no desarrolladas

Las reservas probadas no desarrolladas al 1 de enero de 2022 están estimadas en 2,157.3[a] / 3,011.7[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La Subdirección de Producción Región Marina Noreste y la Subdirección de Producción Región Norte, contribuyen con 49.4[a] / 36.5[b] y 31.0[a] / 35.9[b] por ciento respectivamente. Mientras que la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste participa con 8.5[a] / 8.1[b] por ciento, la Subdirección de Producción Región Sur lo hace con 11.1[a] / 19.5[b] por ciento. El cuadro 3.7 muestra lo anterior mencionado.

Las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo al 1 de enero de 2022 se estimaron en 2,157.3[a] / 2,285.4[b] millones de barriles. La Subdirección de Producción Región Marina Noreste y la Subdirección de Producción Región Norte aportan respectivamente 49.4[a] / 46.7[b] y 31.0[a] / 29.5[b] por ciento. Con porcentajes menores están la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste y la Subdirección de Producción Región Sur con 8.7[a] / 8.7[b] y 11.1[a] / 15.2[b] por ciento respectivamente.

Con respecto al gas natural se estimaron 3,880.2[a] / 4,003.5[b] miles de millones de pies cúbicos de reservas probadas no desarrolladas al 1 de enero de 2022. La mayor contribución esta con de la Subdirección de Producción Región Norte y con la Subdirección de Producción Región Sur con 60.8[a] / 59.3[b] y 27.1[a] / 28.9[b] por ciento, respectivamente.

En ese mismo referente, la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste y la Subdirección de Producción Región Marina Noreste contribuyen con 7.3[a] / 7.2[b] y de 4.8[a] / 4.7[b] por ciento, respectivamente, tal como se muestra en el cuadro 3.7. Los volúmenes de las reservas probadas no desarrolladas de gas entregado en planta y gas seco son de 3,396.4[a] / 3,511.5[b] y 2,978.1[a] / 3,064.8[b] miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. La distribución a nivel subdirección es similar a la que se tienen en los volúmenes de gas natural de esta misma categoría de reservas. De acuerdo con su densidad y a su valor comercial, al 1 de enero de 2022, las reservas probadas no desarrolladas de aceite pesado se estiman en 1,414.4[a] / 1,430.4[b] millones de barriles, siendo mayor la contribución de la Subdirección de Producción Región Marina Noreste pues participa con 72.1[a] / 71.3[b] por ciento del total.

Las reservas probadas no desarrolladas de aceite ligero son de 401.1[a] / 425.1[b] millones de barriles, de las que el 50.3[a] /47.8[b] por ciento se encuentra en la Subdirección de Producción Región Norte, seguida por la Subdirección de Producción Región Sur con 21.6[a] / 25.7[b] por ciento, la Subdirección de Producción Región Marina Noreste con 11.6[a] / 10.7[b] por ciento y la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste participa con 16.5[a] / 15.6[b] por ciento. Para el aceite superligero, se cuenta con una reserva probada no desarrollada de 341.8[a] / 429.8[b]

millones de barriles, de los cuales la Subdirección de Producción Región Norte aporta el 39.2[a] / 31.5[b] por ciento del total y la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste lo hace con 20.4[a] / 16.2[b] por ciento. La mayor proporción está en la Subdirección de Producción Región Sur con el 40.5[a] / 52.3[b] por ciento.

La clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo y gas natural se muestra en el cuadro 3.8. Al 1 de enero de 2022, la categoría reservas probadas no desarrolladas de gas asociado ascienden a 1,353.6[a] / 1,393.4[b] miles de millones de pies cúbicos, lo que representa 34.9[a] / 34.8[b] por ciento, y las reservas probadas no desarrolladas de gas no asociado equivale a 2,526.6[a] / 2,610.1[b] miles de millones de pies cúbicos, es decir 65.1[a] / 65.2[b] por ciento. La Subdirección de Producción Región Norte integra el mayor volumen de la reserva probada no desarrollada de gas asociado con 60.4[a] / 58.9[b] por ciento. Por otro lado, esta Subdirección, aporta el 61.0[a] / 59.5[b] por ciento de la reserva probada no desarrollada de gas no asociado, seguida por la Subdirección de Producción Región Sur con 35.8[a] / 37.3[b] por ciento. En una proporción menor, la Subdirección de Producción

Cuadro 3.8 Clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						Gas y condensado	Gas húmedo	Gas seco	Total
		mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2019	**Total**	**1,204.4**	**591.2**	**268.1**	**1,901.5**	**1,245.3**	**615.5**	**55.4**	**1,916.2**
	Bloques Aguas Someras AS01	832.9	81.9	0.0	196.3	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloques Aguas Someras AS02	80.1	195.3	95.3	424.8	48.6	0.0	0.0	48.6
	Bloques Norte	270.3	164.4	134.3	800.3	1,055.1	615.5	55.4	1,726.0
	Bloques Sur	21.1	149.7	38.6	480.1	141.6	0.0	0.0	141.6
2020	**Total**	**1,526.0**	**495.8**	**255.5**	**1,713.5**	**1,284.0**	**484.1**	**29.3**	**1,797.4**
	Marina Noreste	1,133.6	97.7	0.0	257.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	82.9	134.0	92.3	368.8	140.6	0.0	0.0	140.6
	Norte	285.5	156.0	115.6	796.8	967.6	484.1	27.5	1,479.2
	Sur	23.9	108.1	47.5	290.7	175.7	0.0	1.8	177.6
2021	**Total[a]**	**1,585.2**	**447.3**	**283.0**	**1,314.5**	**1,797.7**	**473.2**	**31.9**	**2,302.8**
	Total[b]	**1,586.6**	**447.3**	**354.6**	**1,445.3**	**1,853.1**	**473.2**	**31.9**	**2,358.2**
	Marina Noreste	1,162.3	78.8	0.0	205.1	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	61.6	72.2	96.0	217.0	109.3	0.0	0.0	109.3
	Norte	339.7	199.6	167.8	820.5	1,401.7	473.2	31.8	1,906.7
	Sur	23.0	96.7	90.8	202.8	342.2	0.0	0.1	342.2
2022	**Total[a]**	**1,414.4**	**401.1**	**341.8**	**1,353.6**	**2,065.1**	**461.5**	**0.0**	**2,526.6**
	Total[b]	**1,430.4**	**425.1**	**429.8**	**1,393.4**	**2,148.6**	**461.5**	**0.0**	**2,610.1**
	Marina Noreste	1,020.0	46.4	0.0	187.4	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	61.9	66.3	69.7	203.8	82.5	0.0	0.0	82.5
	Norte	334.9	203.0	135.5	821.0	1,091.9	461.5	0.0	1,553.4
	Sur	13.6	109.4	224.7	181.2	974.2	0.0	0.0	974.2

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

Región Marina Suroeste contribuye con el 3.3[a] / 3.2[b] por ciento.

3.3.2. Reservas probables

Las reservas probables al 1 de enero de 2022 ascienden a 5,604.5[a] / 5,947.6[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cuya distribución regional es mayor en la Subdirección de Producción Región Norte con 53.4[a] / 50.9[b] por ciento, seguida de la Subdirección de Producción Región Marina Noreste con el 34.4[a] / 32.5[b] por ciento. La Subdirección de Producción Región Marina Suroeste con 5.7[a] / 6.2[b] por ciento y en la Subdirección de Producción Región Sur con 6.4[a] / 10.4[b] por ciento. Las reservas probables de petróleo crudo equivalente están conformadas por 72.2[a] / 72.2[b] por ciento de aceite crudo, 23.6[a] / 23.3[b] por ciento al gas seco equivalente a líquido, los líquidos de planta contribuyen con 3.9[a] / 4.2[b] por ciento y finalmente el condensado aporta el 0.3[a] / 0.3[b] por ciento. La evolución de las reservas probables de petróleo crudo equivalente y su comportamiento histórico en los últimos tres años se muestran en la figura 3.8. Las reservas probables de aceite crudo y gas natural al 1 de enero de 2022 son 4,044.7[a] /

Cuadro 3.9 Distribución histórica de las reservas probables.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2019	**Total**	**4,831.6**	**22.2**	**322.4**	**1,429.5**	**6,605.6**	**9,704.7**	**8,208.6**	**7,434.5**
	Bloques Aguas Someras AS01	2,171.7	3.9	91.8	145.4	2,412.9	1,306.0	996.0	756.1
	Bloques Aguas Someras AS02	660.5	6.9	64.0	104.5	835.8	952.2	693.3	543.4
	Bloques Norte	1,835.3	10.1	132.4	1,114.9	3,092.7	6,989.4	6,097.6	5,798.3
	Bloques Sur	164.1	1.3	34.1	64.7	264.2	457.1	421.7	336.7
2020	**Total**	**4,552.8**	**14.3**	**272.2**	**1,556.4**	**6,395.6**	**10,338.8**	**8,722.0**	**8,094.5**
	Marina Noreste	1,830.9	1.5	80.4	131.4	2,044.3	1,199.3	900.3	683.4
	Marina Suroeste	578.3	5.4	51.6	92.1	727.4	878.5	599.4	478.9
	Norte	1,930.1	5.4	91.6	1,229.5	3,256.7	7,573.9	6,576.9	6,394.6
	Sur	213.4	2.0	48.6	103.4	367.3	687.0	645.3	537.6
2021	**Total[a]**	**4,257.6**	**16.3**	**231.5**	**1,346.0**	**5,851.4**	**8,738.5**	**7,590.8**	**7,000.5**
	Total[b]	**4,315.6**	**17.1**	**242.0**	**1,364.3**	**5,939.0**	**8,886.9**	**7,718.1**	**7,095.9**
	Marina Noreste	1,761.0	4.1	51.8	87.7	1,904.5	786.0	598.8	455.9
	Marina Suroeste	438.4	4.3	34.4	58.4	535.5	520.0	408.5	303.8
	Norte	1,831.0	6.8	85.2	1,088.8	3,011.8	6,650.0	5,813.1	5,662.9
	Sur	285.3	2.0	70.6	129.4	487.3	930.8	897.7	673.2
2022	**Total[a]**	**4,044.7**	**17.1**	**220.3**	**1,322.3**	**5,604.5**	**9,162.4**	**7,473.3**	**6,877.2**
	Total[b]	**4,293.6**	**18.0**	**249.5**	**1,386.5**	**5,947.6**	**9,636.6**	**7,924.3**	**7,211.0**
	Marina Noreste	1,775.5	5.1	46.4	103.5	1,930.5	968.2	672.5	538.1
	Marina Suroeste	315.2	1.7	17.2	36.7	370.7	347.5	247.0	190.7
	Norte	1,838.8	9.2	98.6	1,080.3	3,026.9	7,072.4	5,799.8	5,618.8
	Sur	364.1	2.0	87.4	166.0	619.4	1,248.5	1,204.9	863.4

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

4,293.6[b] millones de barriles y 9,162.4[a] / 9,636.6[b] miles de millones de pies cúbicos.

La Subdirección de Producción Región Norte y la Subdirección de Producción Región Marina Noreste contienen 44.9[a] / 42.8[b] por ciento y 43.9[a] / 41.4[b] por ciento de la reserva probable de aceite respectivamente, y el 6.6[a] / 7.3[b] por ciento se ubica en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste y el 4.6[a] / 8.5[b] por ciento en la Subdirección de Producción Región Sur. Para el caso de la reserva remanente probable de gas natural, la mayor concentración se encuentra en la Subdirección de Producción Región Norte con 76.6[a] / 73.4[b] por ciento, mientras que la Subdirección de Producción Región Marina Noreste integra 10.6[a] / 10.0[b] por ciento y la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste junto con la Subdirección de Producción Región Sur el 12.8[a] / 16.6[b] por ciento de las reservas restantes.

La evolución de las reservas probables distribuidas por subdirección y tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.9. Al 1 de enero de 2022, las reservas probables de aceite están constituidas por 64.5[a] / 61.4[b] por ciento de aceite pesado, 23.2[a] / 24.3[b] por ciento de aceite ligero y 12.2[a] / 14.2[b] por ciento de

Cuadro 3.10 Clasificación de las reservas probables de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						Gas y condensado	Gas húmedo	Gas seco	Total
		mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2019	**Total**	**3,045.8**	**1,338.3**	**447.6**	**6,128.0**	**2,323.9**	**1,146.8**	**106.1**	**3,576.7**
	Bloques Aguas Someras AS01	1,869.0	302.7	0.0	1,306.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloques Aguas Someras AS02	290.4	266.1	104.1	663.9	218.4	69.9	0.0	288.3
	Bloques Norte	849.0	694.2	292.1	3,972.6	1,863.9	1,057.2	95.7	3,016.8
	Bloques Sur	37.4	75.4	51.4	185.5	241.5	19.7	10.4	271.6
2020	**Total**	**2,715.7**	**1,257.3**	**579.8**	**5,984.1**	**3,354.1**	**928.7**	**71.9**	**4,354.7**
	Marina Noreste	1,617.0	213.9	0.0	1,199.3	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	226.3	271.4	80.6	604.5	257.6	16.4	0.0	274.0
	Norte	845.0	702.8	382.3	3,986.9	2,633.7	893.3	60.0	3,587.0
	Sur	27.4	69.2	116.8	193.4	462.8	19.0	11.9	493.7
2021	**Total[a]**	**2,654.7**	**1,067.4**	**535.5**	**4,802.0**	**2,947.7**	**912.2**	**76.5**	**3,936.5**
	Total[b]	**2,660.1**	**1,070.3**	**585.2**	**4,889.8**	**3,008.3**	**912.2**	**76.5**	**3,997.1**
	Marina Noreste	1,670.0	90.9	0.0	786.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	162.2	221.2	55.0	454.3	65.8	0.0	0.0	65.8
	Norte	805.2	709.4	316.4	3,499.8	2,182.4	903.1	64.7	3,150.2
	Sur	22.6	48.8	213.8	149.7	760.2	9.1	11.8	781.1
2022	**Total[a]**	**2,610.8**	**940.0**	**493.9**	**4,880.0**	**2,885.5**	**1,155.0**	**241.9**	**4,282.4**
	Total[b]	**2,637.7**	**1,044.7**	**611.3**	**4,990.6**	**3,249.1**	**1,155.0**	**241.9**	**4,646.0**
	Marina Noreste	1,687.7	87.8	0.0	968.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	128.2	139.7	47.3	300.0	47.5	0.0	0.0	47.5
	Norte	807.1	710.5	321.2	3,454.6	2,232.4	1,155.0	230.3	3,617.8
	Sur	14.7	106.6	242.8	267.7	969.2	0.0	11.6	980.7

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

aceite superligero. El 64.6[a] / 64.0[b] por ciento del aceite pesado se encuentra en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste, 30.6[a] / 30.6[b] por ciento en la Subdirección de Producción Región Norte y 4.2[a] / 4.9[b] por ciento en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste, el 0.6[a] / 0.6[b] por ciento restantes está en la Subdirección de Producción Región Sur.

La reserva probable de aceite ligero se encuentra en su mayor cantidad en la Subdirección de Producción Región Norte con 74.8[a] / 68.0[b] por ciento, mientras que la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste contiene 11.8[a] / 13.4[b] por ciento, en tanto que la Subdirección de Producción Región Marina Noreste contiene 9.3[a] / 8.4[b] por ciento y junto con la Subdirección de Producción Región Sur con su 4.0[a] / 10.2[b] por ciento, totalizan esta clasificación.

Para las reservas probables de aceite superligero el 63.8[a] / 52.5[b] por ciento se ubican en la Subdirección de Producción Región Norte, seguida de la Subdirección de Producción Región Sur y la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste con 26.7[a] / 39.7[b] y 9.6[a] / 7.7[b] por ciento respectivamente.

Al 1 de enero de 2022, las reservas probables de gas asociado representan 53.3[a] / 51.8[b] por ciento del total y las reservas de gas no asociado 46.7[a] / 48.2[b] por ciento. En la Subdirección de Producción Región Norte se encuentra 70.6[a] / 69.2[b] por ciento de las reservas probables de gas asociado.

Las reservas probables de gas no asociado también se ubican en mayor proporción en yacimientos de la Subdirección de Producción Región Norte con 83.5[a] / 77.9[b] por ciento, siendo esta Subdirección, la que tiene mayor porcentaje de participación de gas húmedo con el 100[a] / 100[b] por ciento, así como de gas y condensado con 75.9[a] / 68.7[b] por ciento. La clasificación de las reservas probables de aceite y gas se muestra en el cuadro 3.10.

El volumen estimado de las reservas probables de gas entregado en planta es de 7,473.3[a] / 7,924.3[b] miles de millones de pies cúbicos, el 76.9[a] / 73.4[b] por ciento pertenece a la Subdirección de Producción Región Norte, el 9.0[a] / 8.5[b] por ciento está en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste, el 10.9[a] / 13.0[b] por ciento en la Subdirección de Producción Región Sur y 3.2[a] / 8.5[b] por ciento en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

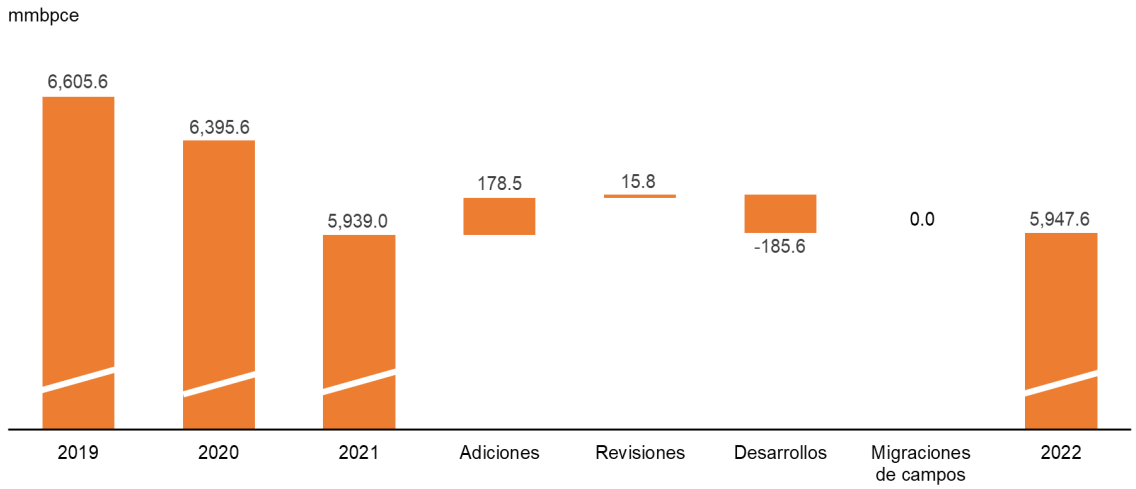


Figura 3.8 Evolución de las reservas probables de petróleo crudo equivalente.

Cuadro 3.11 Distribución histórica de las reservas posibles.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2019	**Total**	**5,127.9**	**32.1**	**376.2**	**1,300.5**	**6,836.7**	**9,093.9**	**7,675.3**	**6,763.6**
	Bloques Aguas Someras AS01	1,781.7	3.2	44.7	70.7	1,900.3	642.0	484.6	367.9
	Bloques Aguas Someras AS02	848.8	7.3	62.7	102.2	1,021.0	971.3	677.5	531.5
	Bloques Norte	2,301.4	19.6	216.5	1,029.6	3,567.2	6,805.9	5,869.4	5,355.1
	Bloques Sur	196.0	1.9	52.4	97.9	348.2	674.7	643.7	509.1
2020	**Total**	**4,300.4**	**13.6**	**269.0**	**1,340.1**	**5,923.1**	**8,734.0**	**7,564.3**	**6,970.0**
	Marina Noreste	822.6	1.6	22.1	36.1	882.4	323.0	247.3	187.7
	Marina Suroeste	1,012.9	5.7	39.5	70.8	1,128.8	750.9	465.3	368.2
	Norte	2,084.8	2.6	111.4	1,031.3	3,230.0	6,356.1	5,586.5	5,363.5
	Sur	380.1	3.8	96.0	202.0	681.9	1,304.0	1,265.2	1,050.6
2021	**Total[a]**	**4,575.2**	**13.2**	**256.0**	**1,296.1**	**6,140.4**	**8,317.9**	**7,424.8**	**6,740.7**
	Total[b]	**5,100.6**	**16.0**	**336.0**	**1,558.1**	**7,010.6**	**9,952.8**	**8,999.1**	**8,103.4**
	Marina Noreste	1,693.1	3.2	38.2	64.7	1,799.2	575.4	442.0	336.6
	Marina Suroeste	880.1	5.8	42.4	71.9	1,000.2	678.1	502.6	373.8
	Norte	2,049.2	2.9	108.3	1,155.7	3,316.1	6,812.7	6,206.0	6,010.7
	Sur	478.2	4.1	147.0	265.8	895.1	1,886.5	1,848.5	1,382.4
2022	**Total[a]**	**4,286.3**	**10.4**	**179.9**	**1,138.9**	**5,615.5**	**7,676.6**	**6,369.4**	**5,923.3**
	Total[b]	**4,917.1**	**11.5**	**255.8**	**1,409.7**	**6,594.2**	**9,387.3**	**7,997.8**	**7,332.0**
	Marina Noreste	1,677.3	3.7	28.4	63.3	1,772.6	598.1	411.3	329.1
	Marina Suroeste	779.2	2.9	27.1	57.8	866.9	570.4	388.6	300.4
	Norte	2,138.4	3.5	126.6	1,151.7	3,420.1	7,169.0	6,216.2	5,989.8
	Sur	322.3	1.6	73.7	137.0	534.6	1,049.7	981.7	712.7
	[a] Valores CNH								
	[b] Valores Pemex								

Las proporciones de la distribución a nivel regional para los 6,877.2[a] / 7,211.0[b] miles de millones de pies cúbicos de reservas probables de gas seco corresponde al mismo orden de contribución que el mostrado para las reservas de gas entregado en planta.

3.3.3. Reservas posibles

Al 1 de enero de 2022, las reservas posibles se estimaron en 5,615.5[a] / 6,594.2[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La Subdirección de Producción Región Norte contiene el 49.3[a] / 51.9[b] por ciento del total del sistema de estas reservas, seguida por la Subdirección de Producción Región Marina Noreste que posee 31.6[a] / 26.9[b] por ciento, la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste aporta 14.5[a] / 13.1[b] por ciento y por último la Subdirección de Producción Región Sur con 4.7[a] / 8.1[b] por ciento restantes.

Las reservas posibles de petróleo crudo equivalente están compuestas por 76.3[a] / 74.6[b] por ciento de aceite crudo, 20.3[a] / 21.4[b] por ciento de gas seco equivalente a líquido, 3.2[a] / 3.9[b] por ciento de líquidos de planta y 0.2[a] / 0.2[b] por ciento de condensado. Su distribución regional y por tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.9.

Las reservas remanentes posibles de aceite crudo y gas natural para la evaluación del 1 de enero de

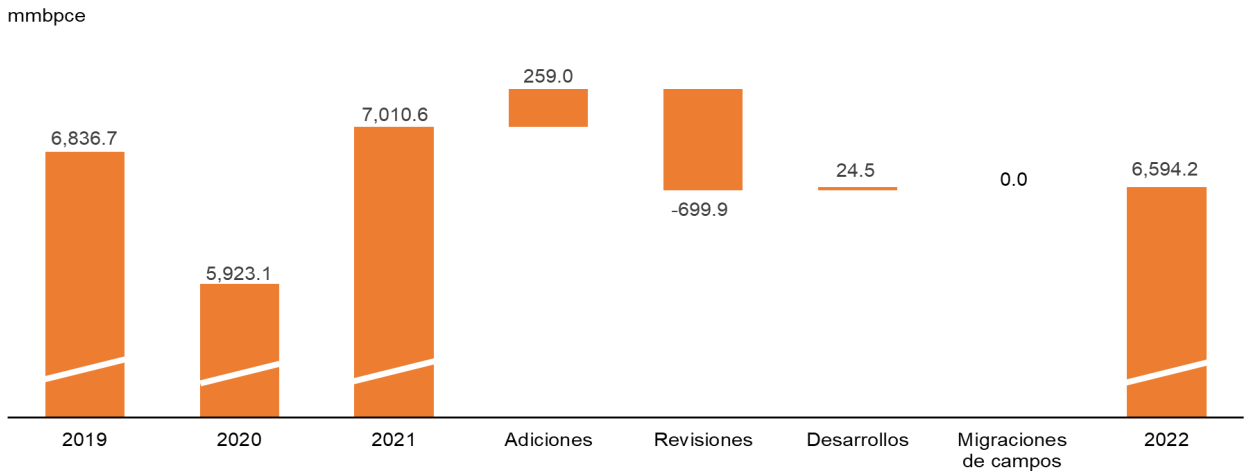


Figura 3.9 Evolución de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente.

2022 se estimaron en 4,286.3[a] / 4,917.1[b] millones de barriles y 7,676.6[a] / 9,387.3[b] miles de millones de pies cúbicos respectivamente. La Subdirección de Producción Región Norte y la Subdirección de

Cuadro 3.12 Clasificación de las reservas posibles de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
		mmb	mmb	mmb	mmmpc	Gas y condensado mmmpc	Gas húmedo mmmpc	Gas seco mmmpc	Total mmmpc
2019	**Total**	**2,789.9**	**1,397.5**	**940.6**	**6,483.7**	**1,974.4**	**499.2**	**136.5**	**2,610.2**
	Bloques Aguas Someras AS01	1,739.9	41.8	0.0	642.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Bloques Aguas Someras AS02	308.3	358.7	181.8	645.4	164.3	161.6	0.0	325.9
	Bloques Norte	674.5	952.7	674.3	5,050.4	1,281.3	337.6	136.5	1,755.5
	Bloques Sur	67.2	44.2	84.6	145.8	528.8	0.0	0.0	528.8
2020	**Total**	**1,970.7**	**1,305.2**	**1,024.4**	**5,844.3**	**2,506.8**	**262.2**	**120.7**	**2,889.7**
	Marina Noreste	781.6	41.0	0.0	323.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	452.2	447.5	113.2	731.7	19.2	0.0	0.0	19.2
	Norte	661.9	753.8	669.1	4,631.3	1,341.8	262.2	120.7	1,724.8
	Sur	75.0	62.9	242.2	158.3	1,145.7	0.0	0.0	1,145.7
2021	**Total[a]**	**2,668.9**	**1,049.8**	**856.4**	**4,558.7**	**3,470.7**	**244.6**	**43.9**	**3,759.2**
	Total[b]	**2,686.7**	**1,186.6**	**1,227.2**	**5,640.1**	**4,024.2**	**244.6**	**43.9**	**4,312.7**
	Marina Noreste	1,641.6	51.5	0.0	575.4	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	378.1	365.2	136.8	664.2	13.9	0.0	0.0	13.9
	Norte	591.6	713.8	743.8	4,229.7	2,294.5	244.6	43.9	2,583.0
	Sur	75.4	56.3	346.6	170.8	1,715.7	0.0	0.0	1,715.7
2022	**Total[a]**	**2,615.4**	**1,003.4**	**667.4**	**4,576.4**	**2,630.5**	**321.5**	**148.2**	**3,100.2**
	Total[b]	**2,666.6**	**1,258.4**	**992.0**	**5,723.5**	**3,194.1**	**321.5**	**148.2**	**3,663.8**
	Marina Noreste	1,629.3	47.9	0.0	598.1	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	389.6	330.0	59.6	556.4	14.0	0.0	0.0	14.0
	Norte	613.6	749.1	775.8	4,255.6	2,443.7	321.5	148.2	2,913.4
	Sur	34.1	131.4	156.7	313.3	736.4	0.0	0.0	736.4

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

Producción Región Marina Noreste son las que contienen mayor porcentaje de aceite crudo con 39.9[a] / 43.5[b] y 39.1[a] / 34.1[b] por ciento respectivamente, y el 17.1[a] / 15.8[b] y 3.9[a] / 6.6[b] por ciento restantes se distribuye entre la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste y la Subdirección de Producción Región Sur.

En términos de gas natural la Subdirección de Producción Región Norte es la de mayor proporción con 79.6[a] / 76.4[b] por ciento. Asimismo, para las reservas posibles de gas entregado en plantas con un valor de 6,369.4[a] / 7,997.8[b] miles de millones de pies cúbicos, la Subdirección de Producción Región Norte contiene el volumen más alto al contabilizar 81.3[a] / 77.7[b] por ciento. Lo mismo ocurre para las reservas posibles de gas seco de 5,923.3[a] / 7,332.0[b] miles de millones de pies cúbicos, la Subdirección de Producción Región Norte integra 84.5[a] / 81.7[b] por ciento, como se observa en el cuadro 3.11.

En función de su densidad las reservas posibles de aceite crudo al 1 de enero de 2022 contribuyen con 61.0[a] / 54.2[b] por ciento de aceite pesado, 23.4[a] / 25.6[b] por ciento de aceite ligero y 15.6[a] / 20.2[b] por ciento de aceite superligero, cuadro 3.12.

Las mayores reservas posibles de aceite pesado se encuentran distribuidas en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste y la Subdirección de Producción Región Norte con 62.3[a] / 61.1[b] y 23.2[a] / 23.0[b] por ciento, respectivamente.

El aceite ligero en mayor parte se encuentra en la Subdirección de Producción Región Norte con 57.6[a] / 59.5[b] por ciento del total y para el aceite superligero los volúmenes están distribuidos en la Subdirección de Producción Región Norte con 78.5[a] / 78.2[b] por ciento, en la Subdirección de Producción Región Sur con 12.5[a] / 15.8[b] por ciento y la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste con 8.9[a] / 6.0[b] por ciento.

Con respecto a las reservas posibles de gas asociado, estas representan el 59.6[a] / 61.0[b] por ciento del total y las reservas posibles de gas no asociado el otro 40.4[a] / 39.0[b] por ciento, cuadro 3.12. El 72.3[a] / 74.4[b] por ciento de las reservas posibles de gas asociado se encuentran en la Subdirección de Producción Región Norte, al igual que las reservas de gas no asociado, con 90.4[a] / 79.5[b] por ciento. El 9.2[a] / 20.1[b] por ciento de las reservas posibles de gas no asociado se ubican en la Subdirección de Producción Región Sur. La Subdirección de Producción Región Marina Suroeste aporta el 0.5[a] / 0.4[b] por ciento de gas no asociado.

La evolución histórica de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente durante los tres últimos años y los conceptos que generan su variación se presentan en la figura 3.9. Se registra un incremento de la reserva posible de 261.0[a] / 1,268.6[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2022, con respecto al año anterior.

Descubrimientos

4

La estimación y categorización de los volúmenes y reservas originales de hidrocarburos totales descubiertos están fundamentados en los lineamientos del *Petroleum Resources Management System* (PRMS), publicado de manera conjunta por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), la *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts* (SPWLA) y la *European Association of Geoscientists and Engineers* (EAGE). En particular, para la categoría de reservas probadas se aplican adicionalmente los criterios de la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos de América.

Las actividades exploratorias realizadas durante el año 2021 reflejaron resultados tangibles para Petróleos Mexicanos logrando la incorporación de reservas totales 3P de 16.1[a] / 505.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales 14.5[a] / 402.2[b] millones de barriles corresponden a aceite y 12.9[a] / 569.0[b] miles de millones de pies cúbicos a gas. Esta incorporación se concentró principalmente en las áreas terrestres.

En las áreas terrestres se destaca la incorporación de reservas por el descubrimiento del campo Tupilco Profundo, el cual es productor aceite negro en rocas del Cretácico y del Jurásico Superior Kimmeridgiano; y la del campo Racemosa que fue productor de aceite volátil, en el yacimiento Cretácico. Mientras que, en aguas someras, el descubrimiento con mayor volumen fue el campo Niquita, el cual contiene aceite negro en areniscas de edad Mioceno Superior.

Del total de la incorporación de reservas 3P de Pemex, por descubrimientos y/o por delimitación en el año 2021, once de los catorce éxitos por actividad exploratoria se llevaron a cabo en las Cuencas del Sureste, nueve en la Subdirección de Producción Marina Suroeste y dos en la Subdirección de Producción Región Sur, siendo estos últimos los principales éxitos volumétricos mediante la perforación del pozo exploratorio Tupilco-3001, el cual contribuyó con el 0.0[a] / 41.7[b] por ciento del total de reservas de petróleo crudo equivalente incorporado y el pozo Racemosa-1EXP el cual incorporó el 0.0[a] / 11.6[b] por ciento.

Los dos descubrimientos terrestres contribuyeron con el 0.0[a] / 53.2[b] por ciento del total incorporado, mientras que, en aguas someras de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste, se descubrieron siete campos con la perforación de los pozos Chamak-1EXP, Copali-1EXP, Macuil-1EXP, Niquita-1EXP, Saap-1EXP, Tekuani-1EXP y Tlakati-1EXP, y se delimitaron los campos Camatl y Xolotl con la perforación de los pozos Camatl-1DEL y Xolotl-1DEL. En la parte terrestre de las Cuencas de Veracruz y Tampico-

Cuadro 4.1a Composición de las reservas de hidrocarburos dictaminadas por la CNH de los yacimientos descubiertos en 2021.

			1P		2P		3P		
Cuenca	Campo	Pozo	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce
Total			**0.0**	**0.0**	**6.2**	**3.7**	**14.5**	**12.9**	**16.1**
Sureste			**0.0**	**0.0**	**6.2**	**3.7**	**14.5**	**12.9**	**16.1**
	Copali	Copali-1EXP	0.0	0.0	6.2	3.7	14.5	12.9	16.1

Misantla, de la Subdirección de Producción Región Norte se perforaron los pozos Tum-1EXP, Kuun-1EXP y Chawila-1EXP, los cuales descubrieron un volumen de hidrocarburos que contribuyó con un 0.0[a] / 24.8[b] por ciento del total de la incorporación. De la incorporación de reservas 3P, los nueve pozos perforados en aguas someras contribuyen con el 100.0[a] / 22.0[b] por ciento del total. Las reservas descubiertas permitirán documentar proyectos que coadyuven a incrementar la producción de crudo y gas natural establecida en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos. La información que se presenta en este capítulo describe el volumen de reservas aportadas por los descubrimientos y su composición en las diferentes categorías. Así mismo, para cada uno de ellos, se tiene su respectiva asociación a nivel de cuenca, subdirección de producción, tipo de yacimiento e hidrocarburo; con lo cual se podrá observar los resultados de la estrategia

Cuadro 4.1b Composición de las reservas de hidrocarburos cuantificación total de PEMEX de los yacimientos descubiertos en 2021.

			1P		2P		3P		
Cuenca	Campo	Pozo	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce
Total			**55.3**	**65.6**	**205.2**	**222.7**	**402.2**	**569.0**	**505.4**
Sureste			**49.7**	**49.1**	**177.5**	**151.8**	**314.6**	**351.8**	**380.1**
	Tupilco Profundo	Tupilco Profundo-3001	29.2	27.7	98.1	91.4	178.1	166.4	210.6
	Racemosa	Racemosa-1EXP	5.3	16.1	11.2	33.7	35.8	106.6	58.4
	Niquita	Niquita-1EXP	0.0	0.0	9.0	3.4	20.1	24.8	23.2
	Camatl	Camatl-1DEL	7.3	3.5	12.6	6.0	17.2	9.2	19.2
	Copali	Copali-1EXP	0.0	0.0	6.2	3.7	14.5	12.9	16.1
	Chamak	Chamak-1EXP	0.0	0.0	13.0	3.2	14.1	3.5	14.5
	Macuil	Macuil-1EXP	0.0	0.0	7.1	2.9	10.3	4.1	10.8
	Tlakati	Tlakati-1EXP	3.0	1.0	4.8	1.5	10.2	3.0	10.6
	Saap	Saap-1EXP	0.0	0.0	8.2	4.9	8.2	4.9	8.8
	Tekuani	Tekuani-1EXP	4.8	0.9	7.3	1.2	7.3	1.2	7.5
	Xolotl	Xolotl-1DEL	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.2	15.2	0.5
Veracruz			**4.0**	**15.1**	**18.5**	**63.3**	**42.3**	**179.5**	**76.1**
	Tum	Tum-1EXP	1.6	12.8	7.8	55.7	24.0	167.0	56.1
	Kuun	Kuun-1EXP	2.3	2.3	10.7	7.6	18.3	12.5	20.0
Tampico-Misantla			**1.7**	**1.4**	**9.1**	**7.6**	**45.3**	**37.7**	**49.1**
	Chawila	Chawila-1EXP	1.7	1.4	9.1	7.6	45.3	37.7	49.1

Cuadro 4.2a Distribución de las reservas de hidrocarburos dictaminadas por la CNH de los yacimientos descubiertos en 2021 por cuenca y subdirección de producción.

	1P		2P		3P		
Cuenca	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce
Total	**0.0**	**0.0**	**6.2**	**3.7**	**14.5**	**12.9**	**16.1**
Sureste	**0.0**	**0.0**	**6.2**	**3.7**	**14.5**	**12.9**	**16.1**
Región Marina Suroeste	0.0	0.0	6.2	3.7	14.5	12.9	16.1

exploratoria del año 2021. Al final de este capítulo se presenta la información estadística sobre volúmenes de reservas incorporadas por cuenca y tipo de hidrocarburo, así como la evolución de la incorporación de reservas por actividad exploratoria en los últimos cuatro años.

4.1 Resultados obtenidos

La incorporación de reservas de hidrocarburos en la categoría 3P por actividad exploratoria y delimitación durante el 2021, alcanzó 14.5[a] / 402.2[b] millones de barriles de crudo y 12.9[a] / 569.0[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes de reservas incorporados se lograron gracias a la actividad tanto en áreas terrestres como en aguas someras donde se perforaron localizaciones exploratorias con objetivos de edad Terciario y Mesozoico. En el cuadro 4.1a se muestra un resumen agrupado a nivel de cuenca, campo y pozo exploratorio, de las reservas incorporadas de hidrocarburos dictaminadas por la CNH y en el cuadro 4.1b las reservas cuantificadas totales de PEMEX de aceite y gas natural incorporadas en las categorías probada (1P), probada más probable (2P) y probada más probable más posible (3P), esta última también se indica en términos de petróleo crudo equivalente.

La incorporación de reservas en las porciones terrestres de la cuenca del Sureste se obtuvo con los descubrimientos de los campos Tupilco Profundo y Racemosa, y en aguas someras de la porción marina, con los campos Chamak, Copali, Macuil, Niquita, Saap, Tekuani y Tlakati, y la delimitación de los campos Camatl y Xolotl. Mientras que en la

Cuadro 4.2b Composición de las reservas de hidrocarburos totales de PEMEX de los yacimientos descubiertos en 2021 por cuenca y subdirección de producción.

		1P		2P		3P		
Cuenca	Campo	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce
Total		**55.3**	**65.6**	**205.2**	**222.7**	**402.2**	**569.0**	**505.4**
Sureste		**49.7**	**49.1**	**177.5**	**151.8**	**314.6**	**351.8**	**380.1**
	Región Marina Suroeste	15.2	5.3	68.3	26.7	100.7	78.8	111.1
	Región Sur	34.5	43.8	109.2	125.1	213.8	273.0	269.0
Veracruz		**4.0**	**15.1**	**18.5**	**63.3**	**42.3**	**179.5**	**76.1**
	Región Norte	4.0	15.1	18.5	63.3	42.3	179.5	76.1
Tampico-Misantla		**1.7**	**1.4**	**9.1**	**7.6**	**45.3**	**37.7**	**49.1**
	Región Norte	1.7	1.4	9.1	7.6	45.3	37.7	49.1

porción terrestre de la cuenca Veracruz se descubrieron los campos Tum y Kuun y en la cuenca Tampico-Misantla el campo Chawila. Los cuadros 4.2a y 4.2b describen las reservas incorporadas de hidrocarburos dictaminadas por la CNH y las totales de PEMEX de aceite y gas natural en sus categorías 1P, 2P y 3P, esta última expresada también en petróleo crudo equivalente, agrupándolas a nivel de cuenca y Subdirección de Producción; en tanto que, en los cuadros 4.3a y 4.3b se presentan también las reservas descubiertas de aceite, y gas natural en las categorías 1P, 2P y 3P agrupadas por subdirección de producción, pero ahora se muestran por el tipo de hidrocarburo asociado.

El cuadro 4.3a, solamente incluye el campo Copali, perteneciente a la Región Marina Suroeste con reservas dictaminadas por la CNH, mientras que el cuadro 4.3b contiene todos los campos con las reservas de PEMEX que son Tupilco Profundo, Racemosa, Tum, Chawila, Kuun, Niquita, Camatl, Copali, Chamak, Macuil, Tlakati, Saap, Tekuani y Xolotl.

La incorporación de reservas se obtuvo principalmente en las áreas terrestres de la Subdirección de Producción Región Sur con los descubrimientos de los campos Tupilco Profundo y Racemosa, seguida de la Subdirección de Producción Región Norte con los campos Tum, Chawila y Kuun, finalmente, en aguas someras de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste con los campos Niquita, Camatl, Copali, Chamak, Macuil, Tlakati, Saap, Tekuani y Xolotl.

4.2 Descubrimientos terrestres

De los cinco descubrimientos realizados en 2021 en campos terrestres, dos de ellos se llevaron a cabo en la cuenca del Sureste, dos en la cuenca de Veracruz y uno en la cuenca Tampico-Misantla, en conjunto representan el 0.0[a] / 78.0[b] por ciento del volumen total de reserva incorporada. Dicha incorporación se llevó a cabo con la perforación de los pozos Tupillco-3001EXP, Racemosa-1EXP, Tum-1EXP, Chawila-1EXP y Kunn-1EXP, los cuales incorporaron reservas en 3P por 0.0[a] / 394.2[b] millones de barriles

Cuadro 4.3a Composición de las reservas cuantificadas totales de CNH de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2021 por tipo de hidrocarburo.

		Aceite			Gas natural				
						No asociado			
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	Gas y condensado	Gas húmedo	Gas seco	Total
Reserva		mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
1P		**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**
	Región Marina Suroeste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2P		**6.2**	**0.0**	**0.0**	**3.7**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**3.7**
	Región Marina Suroeste	6.2	0.0	0.0	3.7	0.0	0.0	0.0	3.7
3P		**14.5**	**0.0**	**0.0**	**12.9**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**12.9**
	Región Marina Suroeste	14.5	0.0	0.0	12.9	0.0	0.0	0.0	12.9

Cuadro 4.3b Composición de las reservas cuantificadas totales de PEMEX de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2021 por tipo de hidrocarburo.

		Aceite			Gas natural				
						No asociado			
Reserva		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	Gas y condensado	Gas húmedo	Gas seco	Total
		mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
1P		**17.5**	**30.9**	**6.9**	**52.8**	**12.8**	**0.0**	**0.0**	**65.6**
	Región Marina Suroeste	15.2	0.0	0.0	5.3	0.0	0.0	0.0	5.3
	Región Norte	2.3	1.7	1.6	3.7	12.8	0.0	0.0	16.5
	Región Sur	0.0	29.2	5.3	43.8	0.0	0.0	0.0	43.8
2P		**50.6**	**135.6**	**19.0**	**167.0**	**55.7**	**0.0**	**0.0**	**222.7**
	Región Marina Suroeste	39.9	28.4	0.0	26.7	0.0	0.0	0.0	26.7
	Región Norte	10.7	9.1	7.8	15.2	55.7	0.0	0.0	70.9
	Región Sur	0.0	98.1	11.2	125.1	0.0	0.0	0.0	125.1
3P		**86.5**	**256.0**	**59.7**	**402.0**	**167.0**	**0.0**	**0.0**	**569.0**
	Región Marina Suroeste	68.1	32.6	0.0	78.8	0.0	0.0	0.0	78.8
	Región Norte	18.3	45.3	24.0	50.2	167.0	0.0	0.0	217.2
	Región Sur	0.0	178.1	35.8	273.0	0.0	0.0	0.0	273.0

de petróleo crudo equivalente en yacimientos de aceite negro, aceite volátil y de gas y condensado. La cuenca del Sureste y las cuencas de la región Norte contribuyeron con 0.0^{a} / 269.0^{b} y 0.0^{a} / 125.2^{b} millones de barriles de petróleo crudo equivalente respectivamente. A continuación, se presenta una descripción de los aspectos geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería de dos de los campos terrestres descubiertos en el año 2021.

Campo Tupilco Profundo (pozo Tupilco-3001EXP)

El campo Tupilco Profundo se ubica en el municipio de Comalcalco, Tabasco, dentro de la Provincia Geológica Cinturón Plegado Akal y Cuenca Terciaria Comalcalco Terrestre, perteneciente a la Asignación Exploratoria AE-0140-2M-Comalcalco, figura 4.1.

Geología estructural

La estructura del campo Tupilco Profundo es un anticlinal asimétrico de dirección Noroeste-Sureste. La sección sísmica sobre la trayectoria del pozo Tupilco-3001EXP, tiene una orientación Suroeste-Noreste y cruza la estructura en su parte central, muestra el bloque expulsado, en esta sección y los límites de los yacimientos del Cretácico y Jurásico contra fallas inversas de corto desplazamiento en su flanco Oriental y por cierre natural en su flanco Occidental, figura 4.2. En la sección sísmica longitudinal al campo con dirección Noroeste-Sureste se muestra que el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano esta confinado al Noroeste por un levantamiento salino y el Sureste por fallamiento normal y en la parte central afectado por

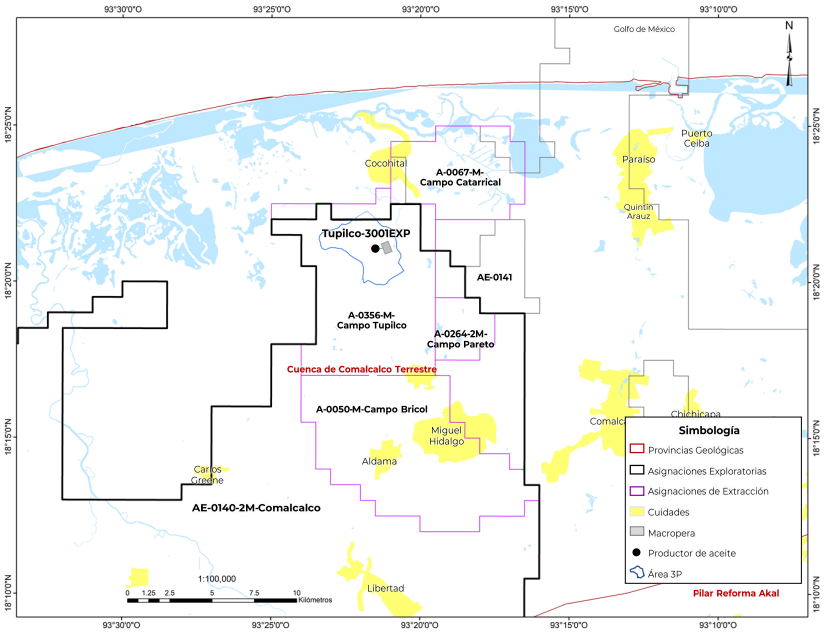


Figura 4.1 Ubicación geográfica del campo Tupilco Profundo.

fallas inversas de corto desplazamiento. Mientras que el yacimiento Cretácico cierra por echado de capas al Noroeste y al Sureste por la misma falla normal que afectó al Jurásico, figura 4.3.

Estratigrafía

El pozo Tupilco-3001EXP alcanzó una profundidad total de 6,678 metros desarrollados / 6,514 metros verticales y perforó una columna estratigráfica constituida por rocas sedimentarias, abarcando un rango de edades geológicas desde el Plioceno-Pleistoceno hasta el Jurásico Superior. La profundidad a la cima del Cretácico se encuentra 5,071 metros desarrollados / 5,035 metros verticales y la del Jurásico Superior Kimmeridgiano a 5,825 metros desarrollados / 5,737 metros verticales.

Roca almacén

El sistema poroso para el Cretácico está representado principalmente por porosidad microcristalina en la matriz e intrafosilar con impregnación de hidrocarburos y escaso fracturamiento parcialmente conductivo. El ambiente de depósito corresponde a cuenca con influencia de un sistema de mar abierto con depósitos de sedimentos pelágicos finos. Las rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano corresponden en su mayoría a dolomía micro a mesocristalina, anhedral a subhedral; algunos fragmentos muestran textura original de grainstone de ooides, con intercalaciones de grainstone de foraminíferos bentónicos, bioclastos indiferenciados, ooides, pellets y peletoides; así como de packstone de bioclastos, ooides, pellets y peletoides. El ambiente de depósito corresponde a bancos oolíticos con influencia de mar abierto y lagunar producto de los canales de mareas próximos al área.

Trampa

La estructura asociada al Campo Tupilco Profundo es de tipo estructural, la cual corresponde a un

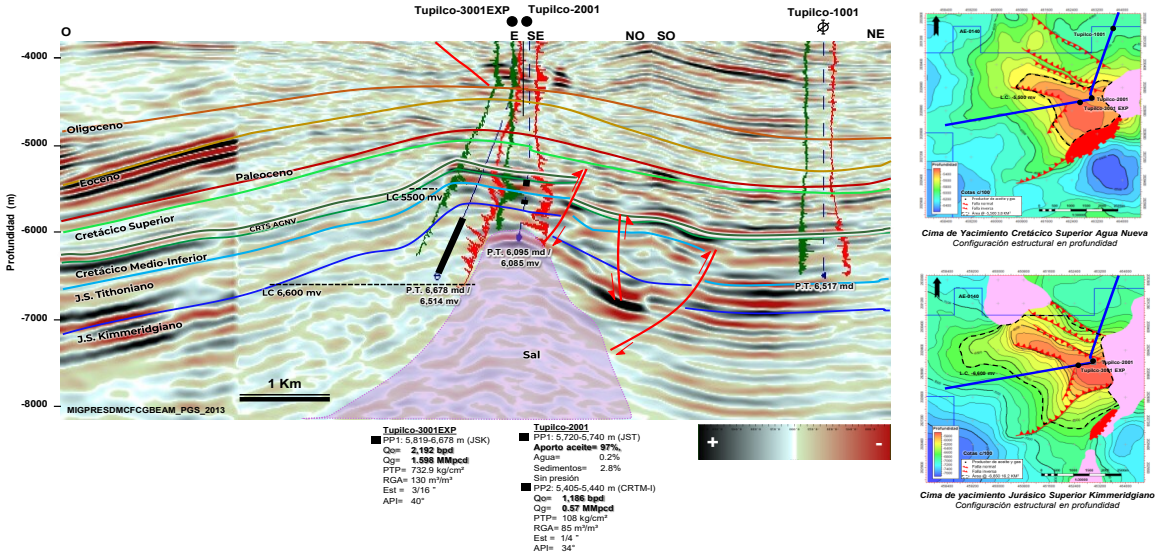


Figura 4.2 Sección sísmica compuesta transversal a la estructura del campo que muestra los yacimientos del Cretácico y Jurásico Superior Kimeridgiano descubiertos en el pozo Tupilco-3001EXP, se incluyen los pozos Tupilco-2001 y Tupilco-1001 .

anticlinal asimétrico de dirección preferencial Noroeste-Sureste. Presenta cierre contra sal al Oriente, y contra fallas inversas en las porciones Norte y Sureste, así como un cierre por echado de capas hacia el flanco Suroeste y Noroeste con límites convencionales definidos a 5,500 metros para Cretácico y 6,600 metros para Jurásico Superior Kimeridgiano con un área asociada de 11.4 kilómetros cuadrados.

Sello

El sello superior está constituido por margas de edad Cretácico Superior y sedimentos arcillosos del Paleógeno; el sello lateral hacia el Norte y Sureste está limitado por fallas inversas en yuxtaposición de las rocas carbonatadas del Cretácico con sedimentos arcillosos del Paleógeno, en cuanto a la porción Este, se encuentra limitado por Sal.

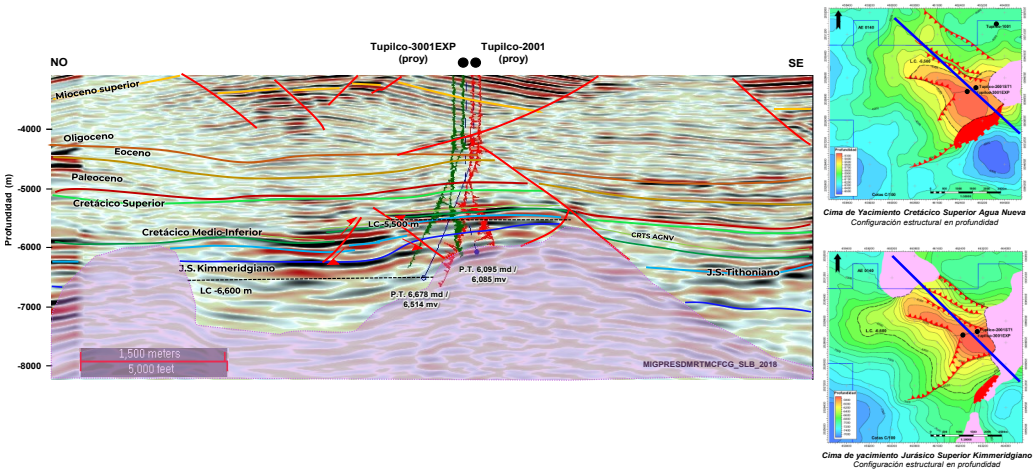
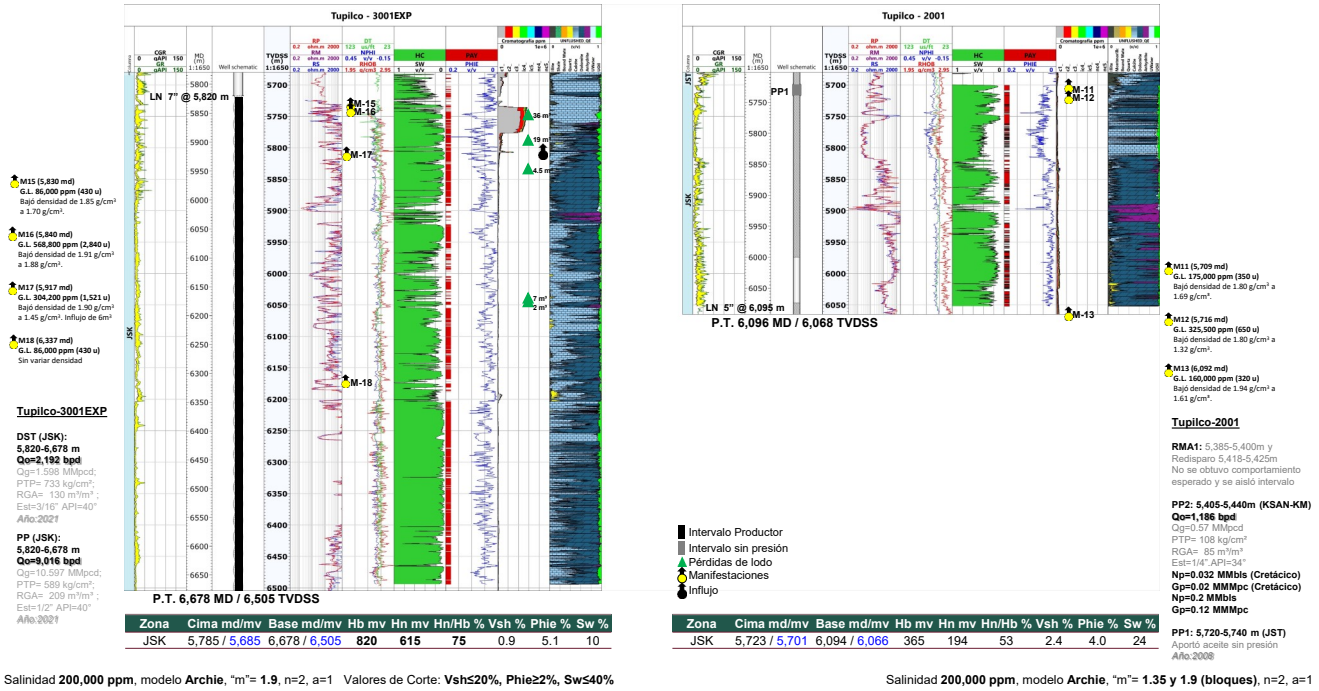


Figura 4.3 Sección sísmica a lo largo del campo mostrando los yacimientos del Cretácico y Jurásico Superior Kimeridgiano descubiertos por el pozo Tupilco-3001EXP .



Zona	Cima md/mv	Base md/mv	Hb mv	Hn mv	Hn/Hb %	Vsh %	Phie %	Sw %
JSK	5,785 / 5,685	6,678 / 6,505	**820**	**615**	**75**	0.9	5.1	10

Salinidad **200,000 ppm**, modelo **Archie**, "m"= **1.9**, n=2, a=1 Valores de Corte: **Vsh≤20%, Phie≥2%, Sw≤40%**

Zona	Cima md/mv	Base md/mv	Hb mv	Hn mv	Hn/Hb %	Vsh %	Phie %	Sw %
JSK	5,723 / 5,701	6,094 / 6,066	365	194	53	2.4	4.0	24

Salinidad **200,000 ppm**, modelo **Archie**, "m"= **1.35 y 1.9 (bloques)**, n=2, a=1

Figura 4.4 Evaluación petrofísica y cuadros con el promedio de las propiedades de los pozos Tupilco-3001EXP y Tupilco-2001 en el Jurásico Superior Kimmeridgiano .

Yacimiento

El pozo Tupilco-3001EXP evaluó el Jurásico Superior Kimmeridgiano en agujero descubierto, inicialmente mediante un aparejo temporal DST en el intervalo de 5,820-6,678 metros desarrollados, y posteriormente con un aparejo definitivo para el mismo agujero descubierto, resultando productor de aceite negro ligero de 33.3 °API, por un estrangulador de 1/2 pulgada, con un gasto de aceite de 9,016 barriles por día y un gasto de gas de 11.12 millones de pies cúbicos diarios. Se realizó la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos considerándose de buena calidad, evaluando un espesor bruto de 820 metros.

El resultado fue de un espesor neto de 615 metros, con un promedio de porosidad efectiva de 5.1 por ciento. La saturación de agua se calculó mediante la ecuación de Archie considerando una salinidad de 200,000 partes por millón. La roca almacén se encuentra en carbonatos dolomitizados con porosidad intercristalina y mudstone-wackstone a packstone con presencia de microfracturas e impregnación de hidrocarburos. En la figura 4.4 se muestra la evaluación petrofísica y el cuadro con los promedios de las propiedades con las características del yacimiento.

En el yacimiento Cretácico se evaluó un espesor bruto de 101 metros, considerando una salinidad de agua de formación de 130,000 partes por millón, resultando una porosidad efectiva de 4.8 por ciento.

La roca almacén corresponde a un mudstone de bioclastos con presencia de microfracturas parcialmente abiertas con impregnación de hidrocarburos.

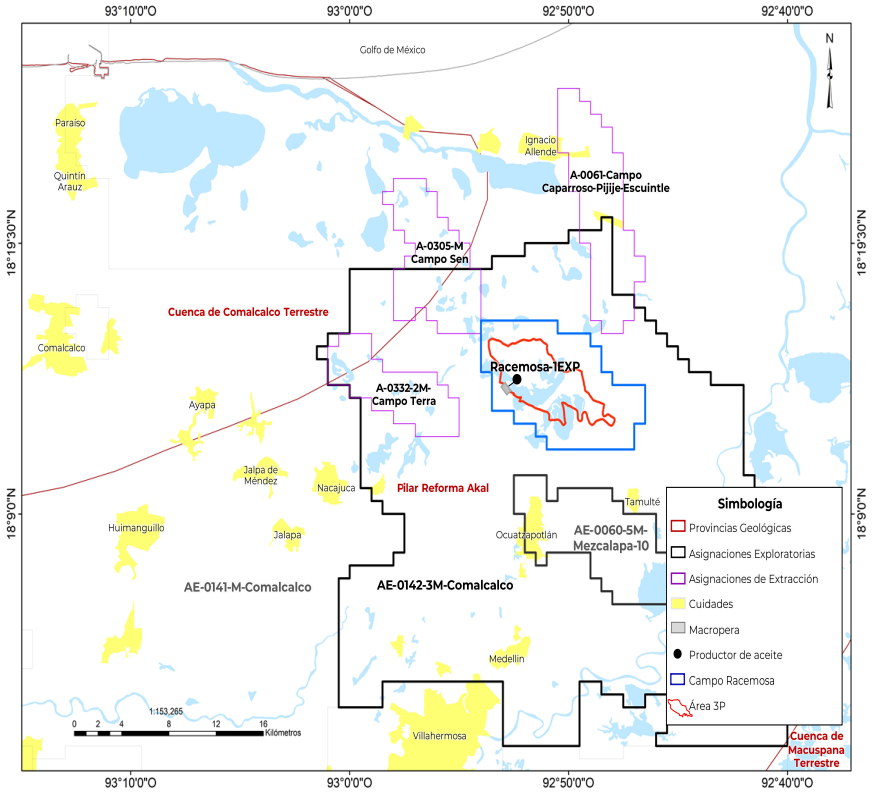


Figura 4.5 Ubicación geográfica del campo Racemosa .

Reservas

El volumen original incorporado para los yacimientos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano son, para la categoría 1P de 0.0^{a} / 83.9^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 79.1^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas, para la 2P de 0.0^{a} / 289.1^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 272.3^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas, para la 3P de 0.0^{a} / 520.6^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 490.5^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas.

De la misma manera, las reservas originales de hidrocarburos incorporadas para la categoría 1P son 0.0^{a} / 29.2^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 27.7^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas, para la categoría 2P se estimaron 0.0^{a} / 98.1^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 91.4^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas y finalmente para la categoría 3P se estimaron 0.0^{a} / 178.1^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 166.4^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas. En términos de petróleo crudo equivalente, la reserva original en las categorías 1P, 2P y 3P son de 0.0^{a} / 34.6^{b}, 0.0^{a} / 116.0^{b} y 0.0^{a} / 210.6^{b} millones de barriles respectivamente.

Campo Racemosa (pozo Racemosa-1EXP)

El pozo Racemosa-1EXP se ubica en la Planicie Costera del Sur del Golfo de México en la asignación AE-0142-3M-Comalcalco, dentro de la provincia geológica de las Cuencas Terciarias del Sureste, en el elemento tectónico conocido como Pilar Reforma–Akal, el cual se extiende desde la margen continental

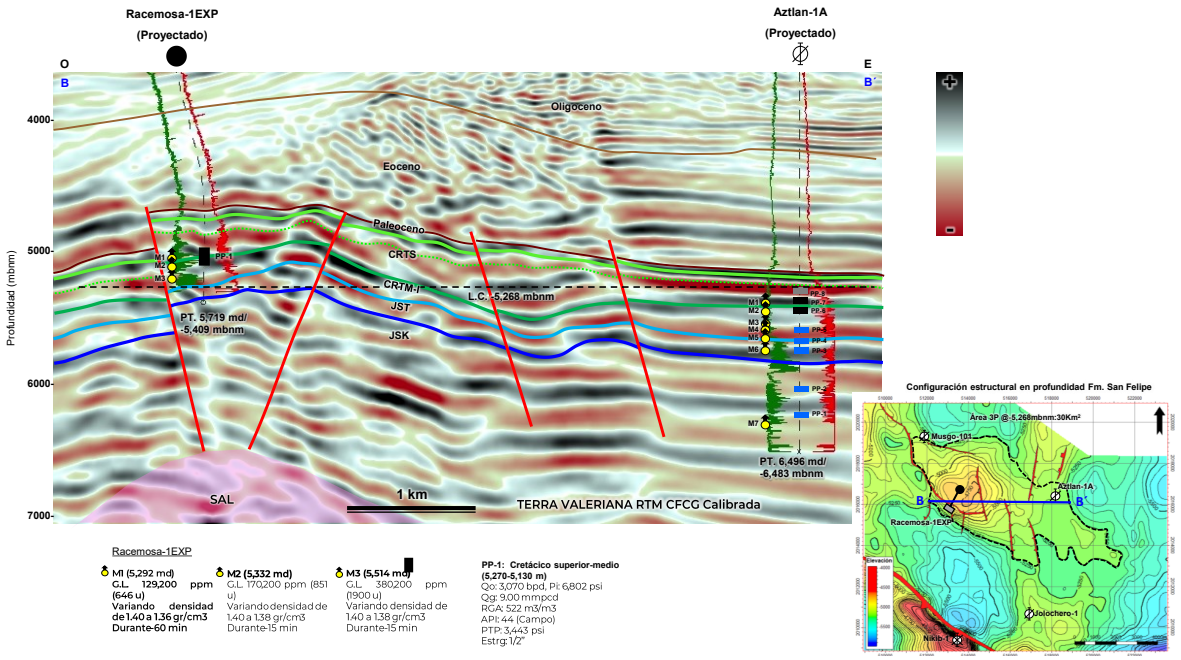


Figura 4.6 Sección sísmica en profundidad transversal al campo con orientación Oeste-Este, se muestra el pozo Racemosa-1EXP y el pozo Aztlan-1A .

en el estado de Tabasco hasta aguas profundas del Golfo de México, figura 4.5.

Geología estructural

El área está caracterizada por una tectónica ligada de extensión-compresión y tectónica salina. El campo se encuentra ubicado dentro de una zona representada por pliegues limitados por fallas inversas y nucleados por sal, en el frente tectónico regional, donde se representan esfuerzos regionales compresivos con dirección Suroeste-Noreste.

La sección símica de la figura 4.6 presenta una orientación Oeste-Este, se observa una falla inversa con dirección Noroeste-Sureste que limita la estructura, y fallas normales con dirección Norte-Sur por efecto de la intrusión salina, y que en conjunto han favorecido la presencia de fracturamiento. Se observa hacia el Oriente cierre por buzamiento natural y al Occidente el límite contra la falla inversa, y con del límite convencional a 5,268 metros bajo nivel del mar definido como el límite inferior del yacimiento. La sección sísmica de la figura 4.7 presenta una orientación Noroeste-Sureste a lo largo del eje mayor de la estructura del campo Racemosa, en ella se observan los pozos exploratorios Racemosa-1EXP, Musgo-101 (proyectado) y Aztlan-1A (proyectado) y dos fallas con dirección Norte-Sur.

Estratigrafía

El pozo Racemosa-1EXP alcanzó una profundidad total de 5,719 metros desarrollados / 5,425 metros verticales y perforó una columna estratigráfica constituida por rocas sedimentarias, abarcando un rango de edades geológicas desde el Plioceno-Pleistoceno hasta el Jurásico Superior. La profundidad a la cima del Cretácico se encuentra 5,025 metros desarrollados / 4,733 metros verticales y la del Jurásico Superior Kimmeridgiano a 5,617 metros desarrollados / 5,323 metros verticales.

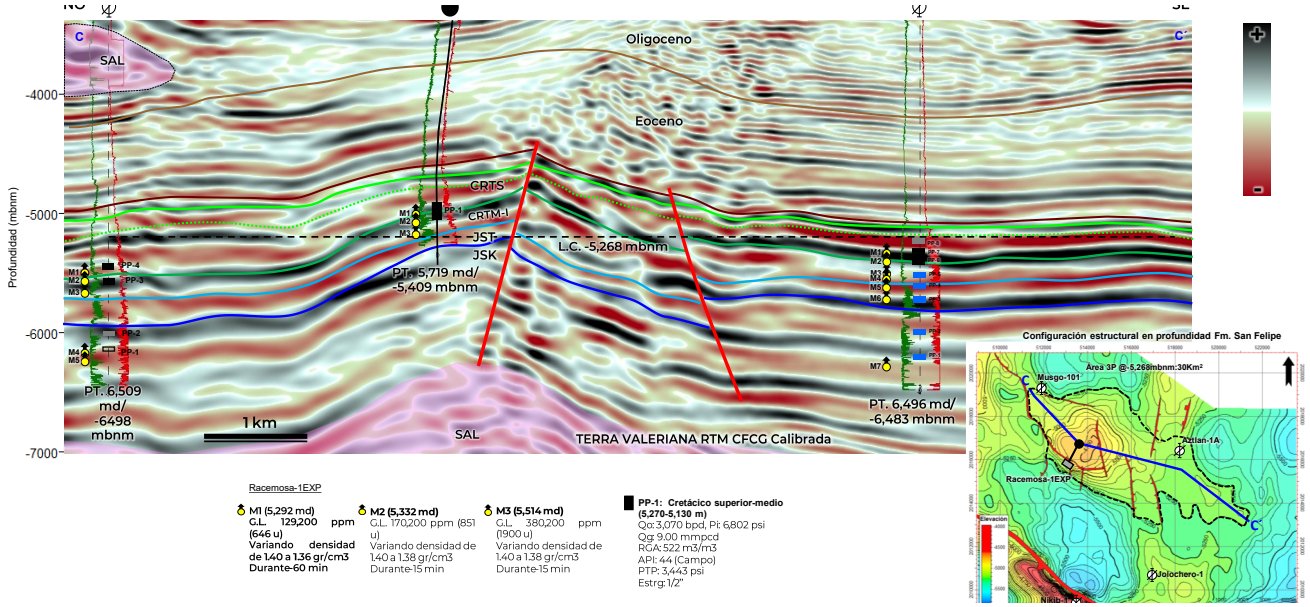


Figura 4.7 Sección sísmica en profundidad longitudinal al campo con orientación Noroeste-Sureste, se muestran los pozos Musgo-101, Racemosa-1EXP y Aztlan-1A .

Roca almacén

El sistema poroso está representado principalmente en mudstone a wackestone con moderado a abundante fracturamiento natural, con fracturas parcialmente abiertas, porosidad intrafosilar y en matriz con impregnación de hidrocarburos.

El modelo sedimentario está definido por facies profundas, propias de un ambiente de cuenca, el cual fue determinada por sus características litológicas y paleontológicas. El Cretácico Superior presenta litofacies de con variación de mudstone a mudstone arcilloso en la parte basal de la formación Agua Nueva. En el Cretácico Medio el pozo Racemosa-1EXP se encuentra en la parte central de la cuenca, así como una serie de flujos de sedimentos provenientes de la plataforma Artesa-Mundo Nuevo al Sur, la litofacie predominante es wackestone-mudstone de foraminíferos planctónicos. En el Cretácico Iinferior se presentan mayor diversidad de litofacies regionalmente, presentándose de wackestone, mudstone-wackestone y mudstone.

Trampa

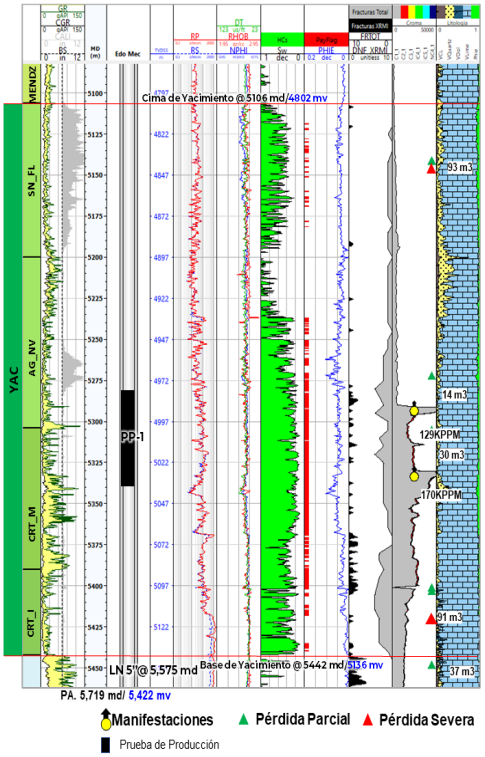
La trampa es de tipo estructural y corresponde a un anticlinal asimétrico con dirección Noroeste-Sureste, el cual fue afectado por fallamiento inverso. La trampa está limitada al Norte, Sur y Este por buzamiento normal de capas y al Oeste por una falla inversa. El campo tiene un área de 30 kilómetros cuadrados al límite convencional de 5,268 metros.

Sello

El sello superior está constituido por margas de edad Cretácico Superior y sedimentos arcillosos del Paleógeno; lateralmente en correlación con los pozos la litología es homogénea, correspondiendo a mudstone y wackestone principalmente, con ligeros cambios de espesor en las columnas, en general es un ambiente de depósito de cuenca.

Yacimiento

Se definió un solo yacimiento a nivel Cretácico, en el



Modelo Sw: Archie **a**:1 **m**:1.7-2 (Variable) **n**:2 **Salinidad**: 150,000 ppm
Valores de corte Vsh ≤ 10%, **Phie** ≥ 2%, **Sw** ≤ 40%

Zona	Cima	Base	Hb	Hni	Hn/Hb	Vsh	Phie	Sw
	md/mv	md/mv	mv	mv	%	%	%	%
SN_FL (San Felipe)	5,106 / 4,802	5,200 / 4,896	94	10	11	3.9	4.8	36
AG_NV (Agua Nueva)	5,200 / 4,896	5,304 / 4,999	103	42	41	1.5	5.1	27
KM (Cretácico medio)	5,304 / 4,999	5,390 / 5,084	85	71	84	1.5	4.8	23
KI (Cretácico inferior)	5,390 / 5,084	5,442 / 5,136	52	18	35	1.1	3.2	27
Yacimiento	5,106 / 4,802	5,442 / 5,136	334	141	42	2.0	4.5	28

Figura 4.8 Evaluación petrofísica y cuadro con los promedios de las propiedades del pozo Racemosa-1EXP .

cual se realizó una prueba de presión producción en agujero entubado con un intervalo probado de 60 metros; desde 5,270 a 5,330 metros desarrollados, midiendo un gasto inicial de 5,015 barriles por día con un estrangulador de 3/4 pulgadas, sin presentar flujo fraccional de agua.

El tipo de hidrocarburo presente en el yacimiento es de aceite volátil densidad de 43.5 °API. Se realizó la interpretación petrofísica partiendo de los registros geofísicos de buena calidad evaluando un espesor bruto de 334 metros. El resultado fue un espesor neto de 141 metros y un promedio de porosidad efectiva de 4.2 por ciento. La saturación de agua se calculó mediante la ecuación de Archie considerando una salinidad de 150,000 partes por millón.

La roca almacén se encuentra compuesta por una secuencia de mudstone a wackestone en partes arcillo-bituminoso de bioclastos; donde el sistema poroso se encuentra asociado a la matriz de la roca y fracturamiento parcialmente abierto con impregnación de hidrocarburos. En la figura 4.8 se presenta la evaluación petrofísica y los promedios de las propiedades del pozo Racemosa-1EXP.

Reservas

El volumen original incorporado con la perforación del pozo Racemosa-1EXP, en la categoría 1P es de 0.0^{a} / 15.4^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 44.9^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas, para la categoría 2P es de 0.0^{a} / 32.1^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 93.4^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas, para la categoría 3P es de 0.0^{a} / 103.1^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 300.4^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas.

Las reservas originales de hidrocarburos incorporadas para la categoría 1P son 0.0^{a} / 5.3^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 16.1^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas, para la categoría 2P se estimaron 0.0^{a} / 11.2^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 33.7^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas y finalmente para la categoría 3P se estimaron 0.0^{a} / 35.8^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 106.6^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas. En términos de petróleo crudo equivalente, la reserva original en categorías 1P, 2P y 3P son de 0.0^{a} / 8.7^{b}, 0.0^{a} / 18.3^{b} y 0.0^{a} / 58.4^{b} millones de barriles respectivamente.

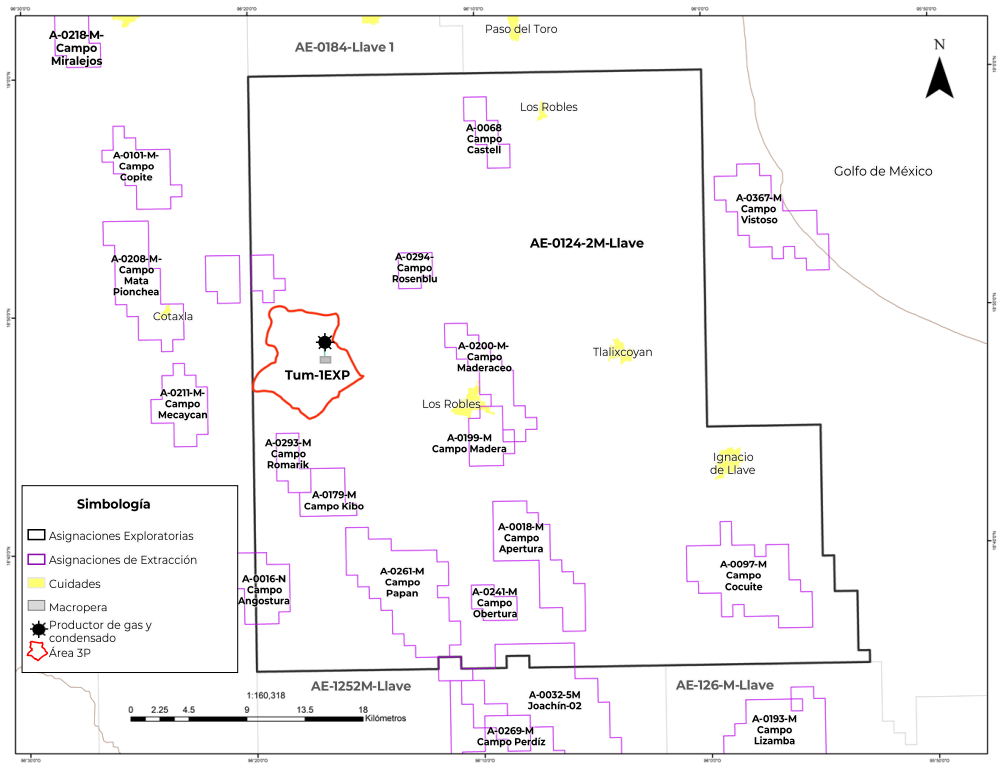


Figura 4.9 Mapa de ubicación geográfica del pozo Tum-1EXP.

Campo Tum (Tum-1EXP)

El campo Tum fue descubierto en mayo del 2021 por el pozo Tum-1EXP, se ubica en la porción central del estado de Veracruz, en el municipio de Cotaxtla, en la asignación AE-0124-2M-Llave.

Pertenece al proyecto de inversión Llave; dentro de la porción terrestre de la provincia geológica de Veracruz, conformada por la Plataforma de Córdoba y la cuenca Terciaria de Veracruz, figura 4.9.

Geología estructural

En la figura 4.10 se muestra una sección sísmica en profundidad con orientación Suroeste-Noreste sobre la trayectoria el pozo, en la cual, se representa el modelo estructural establecido para el pozo Tum-1EXP. En el área se definen tres eventos tectónicos principales: deformación temprana del cuerpo salino localizado al oriente de la estructura (pre-Laramide), fallamiento-contracción relacionado con la orogenia Laramide y la deformación contraccional del Oligoceno Medio relacionada con la orogenia Chiapaneca.

Estratigrafía

El pozo Tum-1EXP alcanzó una profundidad total de 7,102 metros desarrollados / 6,840 metros verticales, atravesando una columna estratigráfica conformada de rocas sedimentarias de edades desde el Plioceno Inferior hasta el Cretácico Inferior.

La profundidad a la cima del Cretácico se encuentra 6,735 metros desarrollados / 6,523 metros verticales.

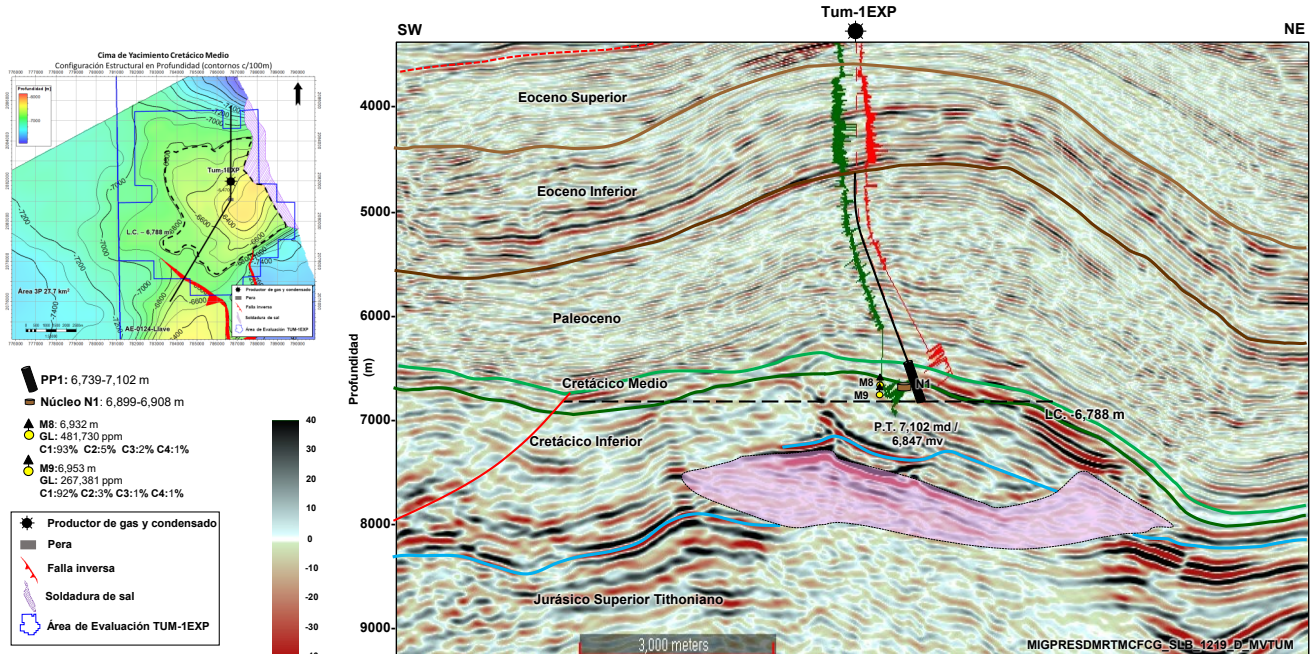


Figura 4.10 Sección sísmica en profundidad con dirección Suroeste-Noreste sobre la trayectoria del pozo Tum-1EXP, mostrando el modelo estructural interpretado en el área .

Roca almacén

El yacimiento Cretácico en el pozo Tum-1EXP está constituido de carbonatos depositados en ambientes de talud, pie de talud y cuenca, con un espesor de 317 metros verticales a lo largo la columna, con porosidades promedio de 3 por ciento.

El Cretácico Medio presenta un espesor de 111 metros verticales, con la siguiente distribución de

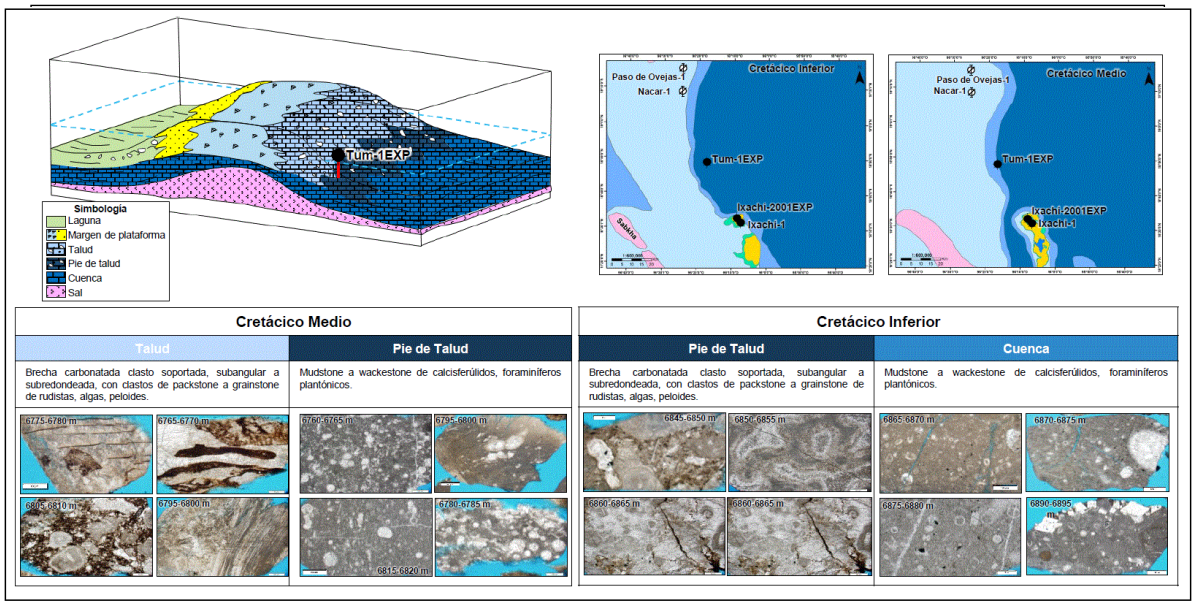


Figura 4.11 Distribución de ambientes de depósito presentes en la roca almacén del pozo Tum-1EXP.

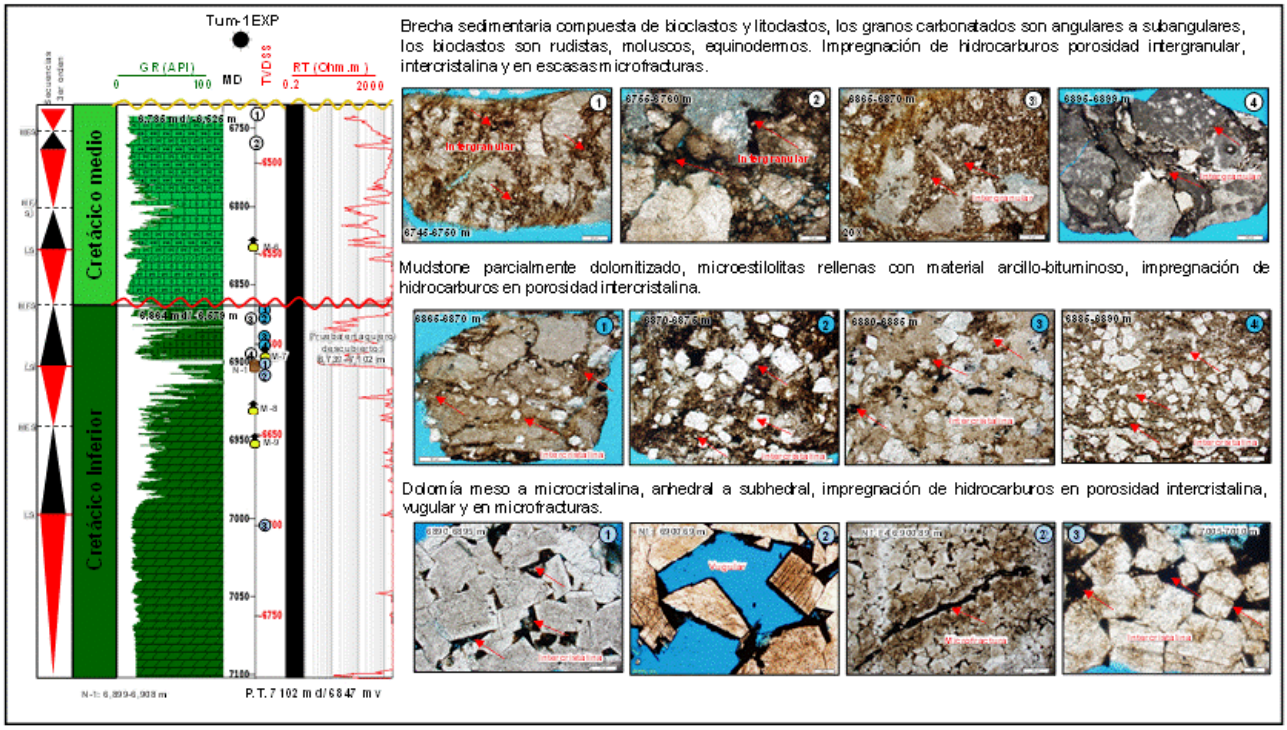


Figura 4.12 Características de la roca almacén del pozo Tum-1EXP .

facies: Talud constituido de brechas carbonatadas clasto soportada, subangular a subredondeada, con clastos de packstone a grainstone de bioclastos, peloides con impregnación de hidrocarburos porosidad intergranular, intercristalina así como en escasas microfracturas y facies de cuenca con litologías de mudstone a wackestone de bioclastos, figura 4.11, con impregnación de hidrocarburos en porosidad intercristalina, figura 4.12.

El Cretácico Inferior presenta un espesor de 206 metros verticales, muestra facies de pie de talud con litología de mudstone a wackestone de bioclastos; brechas carbonatadas con clastos de packstone a grainstone de bioclastos, peloides y facies de cuenca con litologías de mudstone a wackestone de bioclastos, figura 4.11.

Los procesos diagenéticos de dolomitización están presentes en la mayoría de las rocas de esta edad, produciendo porosidad de tipo intercristalino y en cavidades de disolución, figura 4.12.

Trampa

La trampa asociada al campo Tum es de tipo estructural, es un anticlinal simétrico, afectado por la intrusión de un diapiro de sal y fallamiento inverso, presenta una longitud aproximada de 6 kilómetros de largo en su eje mayor y de 4.5 kilómetros de ancho en su eje menor. Presenta cierre natural por buzamiento de capas hacia el Norte, Sur y Oeste, al Este contra de sal. El yacimiento Cretácico presenta un límite convencional a 6,788 metros con un área asociada de 27.7 kilómetros cuadrados, figura 4.13.

Sello

El sello superior está constituido por rocas arcillosas de edad Paleoceno, compuesto de lutitas gris oscuro

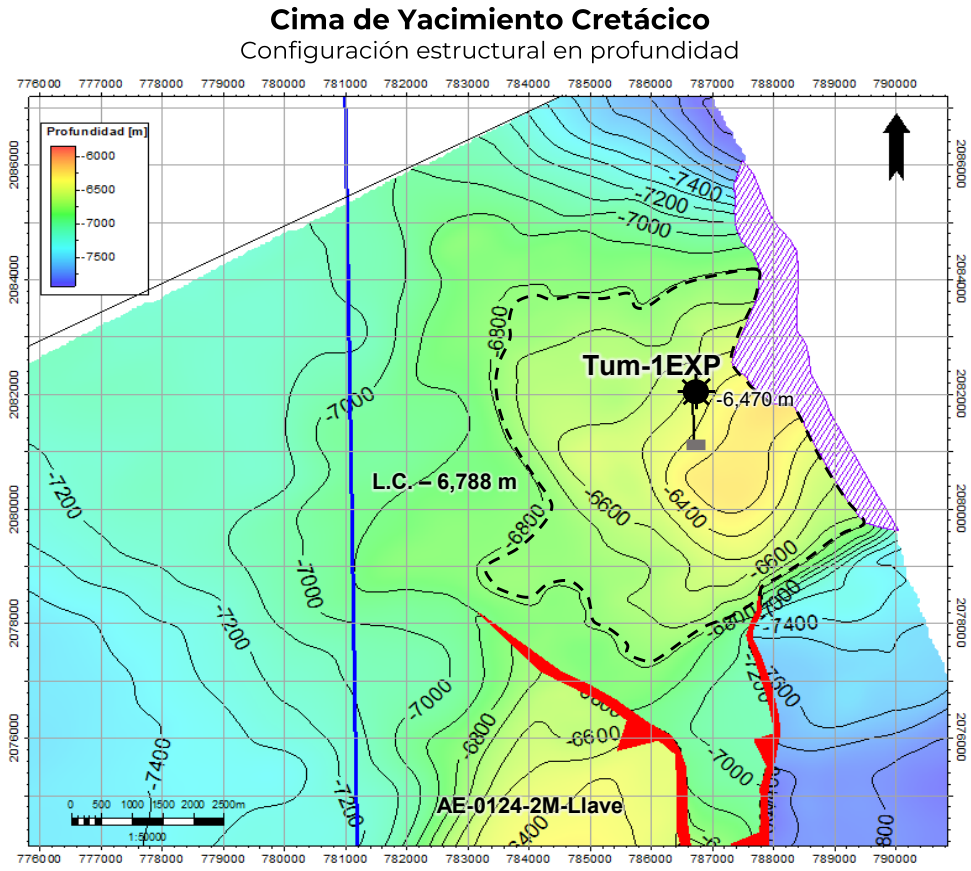


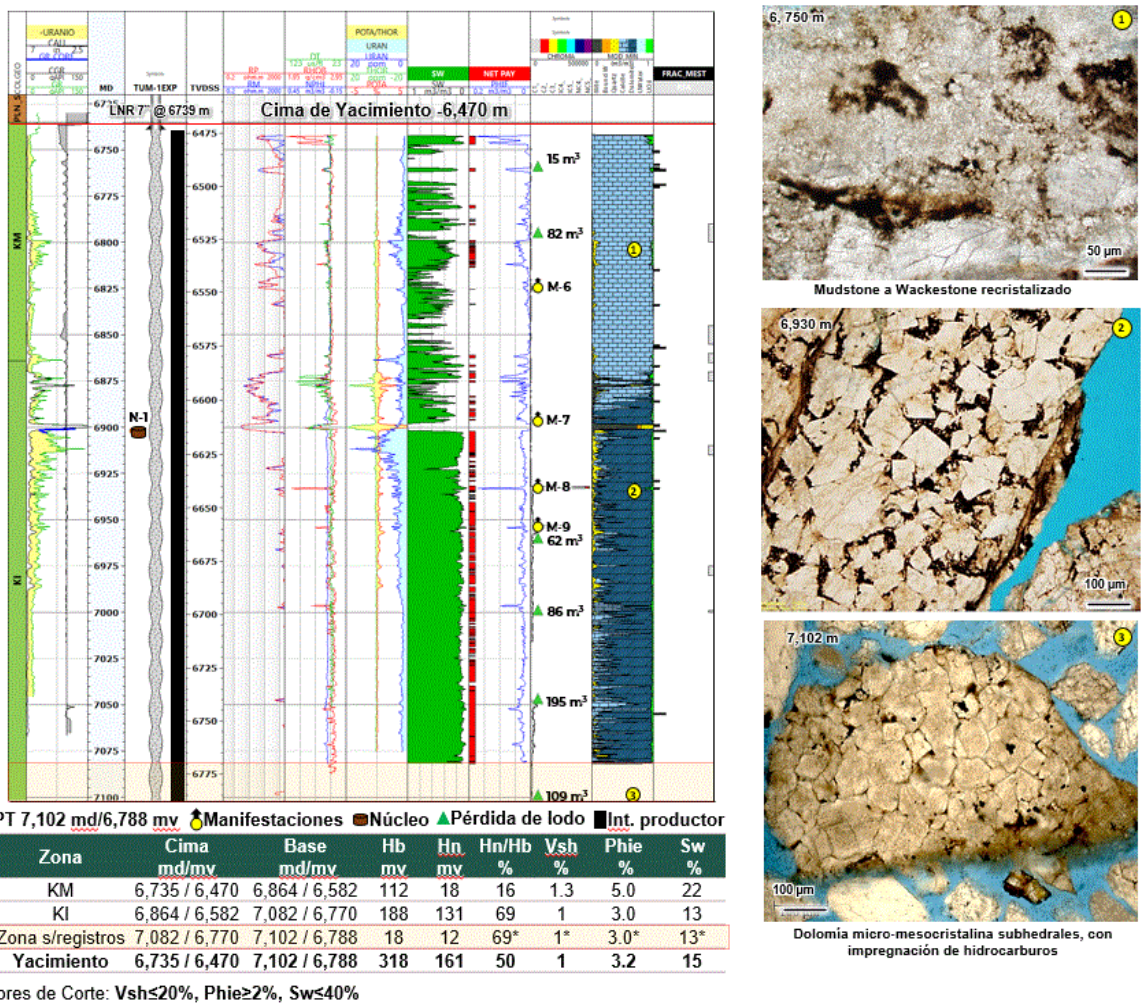
Figura 4.13 Configuración estructural cima del yacimiento Cretácico del pozo Tum-1EXP .

a gris claro, ligeramente arenosas y calcáreas, depositadas en ambientes pelágicos, el pozo Tum-1EXP cortó un espesor de 1,000 metros de estas litologías.

Yacimiento

En el pozo Tum-1EXP se realizó una de prueba de presión-producción en agujero descubierto en el intervalo 6,739 – 7,102 metros desarrollados, resultando productor de gas y condensado de 51.33 ° grados API, en dolomías de edad Cretácico Medio e Inferior; se obtuvo por estrangulador 1/2 pulgada un gasto de condensado (Qc) de 1,162 barriles por día y un gasto de gas (Qg) 8.39 millones de pies cúbicos diarios, con una presión inicial de 812.4 kilogramos sobre centímetros cuadrados. La interpretación petrofísica, partiendo de registros geofísicos de buena calidad evaluó un espesor bruto de 318 metros y un espesor neto de 161 metros, con un promedio de porosidad efectiva de 3.2 por ciento.

La saturación de agua calculada con la ecuación de Archie considerando una salinidad de 100,000 partes por millón. La roca almacén se encuentra para la edad Cretácico Medio en brechas carbonatadas y a nivel Cretácico Inferior en carbonatos dolomitizados con impregnación de hidrocarburos en porosidad de matriz, vúgulos y fracturas. En la figura 4.14 se muestran la evaluación petrofísica con los promedios de las propiedades y las características del yacimiento.



PT 7,102 md/6,788 mv ◆Manifestaciones ■Núcleo ▲Pérdida de lodo ■Int. productor

Zona	Cima md/mv	Base md/mv	Hb mv	Hn mv	Hn/Hb %	Vsh %	Phie %	Sw %
KM	6,735 / 6,470	6,864 / 6,582	112	18	16	1.3	5.0	22
KI	6,864 / 6,582	7,082 / 6,770	188	131	69	1	3.0	13
Zona s/registros	7,082 / 6,770	7,102 / 6,788	18	12	69*	1*	3.0*	13*
Yacimiento	**6,735 / 6,470**	**7,102 / 6,788**	**318**	**161**	**50**	**1**	**3.2**	**15**

Valores de Corte: **Vsh≤20%, Phie≥2%, Sw≤40%**

Figura 4.14 Evaluación petrofísica y cuadro con los promedios de las propiedades del pozo Tum-1EXP.

Reserva

El volumen original descubierto de los hidrocarburos asociados al pozo Tum-1EXP en categoría 1P es de 0.0^{a} / 9.4^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 60.3^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas, en categoría 2P es de 0.0^{a} / 38.1^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 245.3^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas y para la categoría 3P es de 0.0^{a} / 106.4^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 684.1^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas. Las estimaciones de las reservas originales de los hidrocarburos del yacimiento Cretácico Medio-Inferior en la categoría 1P es de 0.0^{a} / 1.6^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 12.8^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas, para la categoría 2P de 0.0^{a} / 7.8^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 55.7^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas y finalmente para la categoría 3P se estimaron en 0.0^{a} / 24.0^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 167.0^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas.

En términos de barriles de petróleo crudo equivalente, las reservas 1P, 2P y 3P ascienden a 0.0^{a} / 4.1^{b}, 0.0^{a} / 18.5^{b} y 0.0^{a} / 56.1^{b} millones de barriles respectivamente.

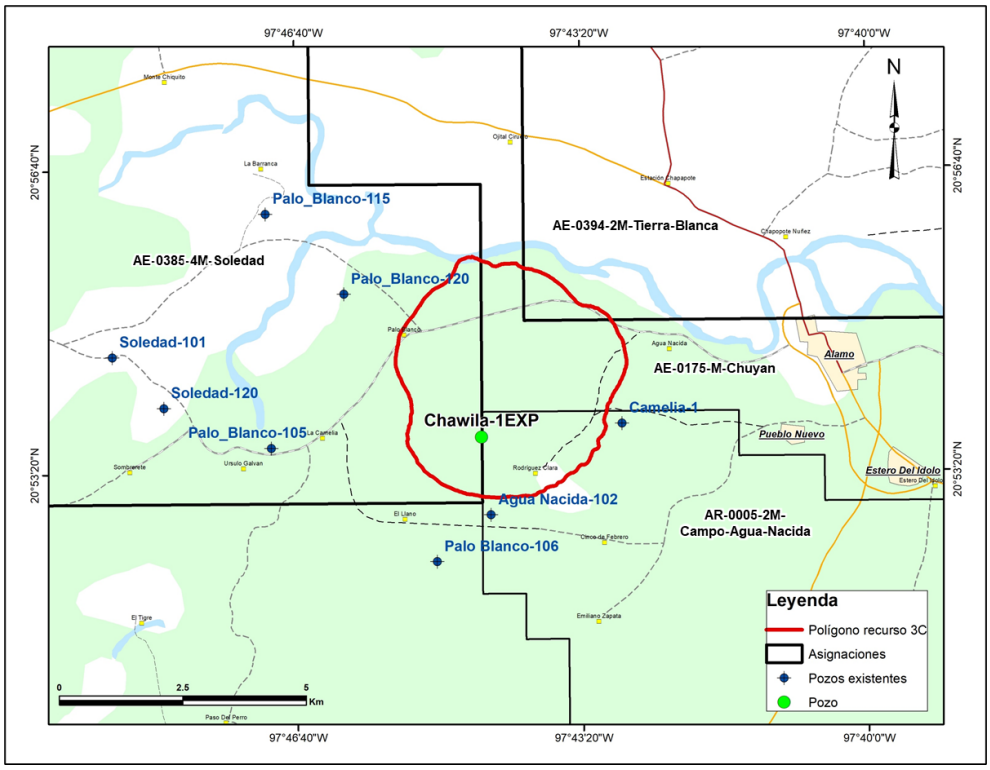


Figura 4.15 Mapa de ubicación de los pozos del campo Chawila, de las asignaciones de exploración AE-0385-4M-Soledad, AR-0005-2M-Campo Agua Nacida, AE-0394-2M-Tierra Blanca y AE-0175-Chuyan.

Campo Chawila (pozo Chawila-1EXP)

El campo Chawila se localiza en el municipio de Temapache en el estado de Veracruz, a 6 kilómetros al Oeste del poblado Álamo, Veracruz.

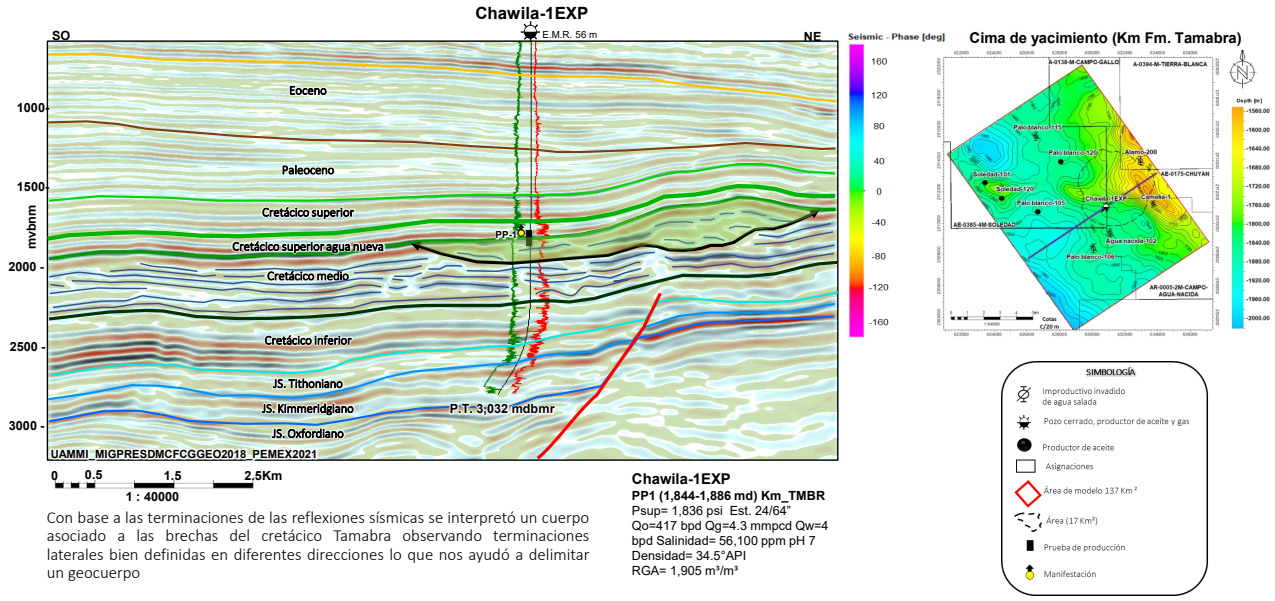
Geológicamente se ubica en la porción centro Sur de la Cuenca Tampico-Misantla, al Occidente de la Plataforma de Tuxpan y al Oriente de la Sierra Madre Oriental. Abarca una extensión de 17 kilómetros cuadrados y se distribuye entre las siguientes asignaciones:

En la AE-0385-4M-Soledad 6.15 kilómetros cuadrados, 3.5 kilómetros cuadrados en la AR-0005-2M-Campo Agua Nacida, 1 kilómetro cuadrado en la A-0394-2M-Tierra Blanca y los 6.35 kilómetros cuadrados restantes pertenecen a la asignación AE-0175-Chuyan, figura 4.15.

Geología Estructural

El marco geológico estructural se ubica dentro de la Fosa de Planos, perteneciente a la cuenca Tampico-Misantla, se caracteriza por ser una cuenca cuya geometría de bloques de basamento está relacionada a la etapa de apertura del Golfo de México durante el periodo Triásico Tardío-Jurásico Superior Oxfordiano, evolucionó a una margen pasiva durante el Jurásico Superior Kimmeridgiano-Cretácico Superior desarrollando amplias plataformas carbonatadas.

Posteriormente se desarrolló a una cuenca de antepaís durante el Paleógeno, cuando el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental fue emplazado hacia el Occidente. La trampa del yacimiento presenta una ligera deformación y un basculamiento



Con base a las terminaciones de las reflexiones sísmicas se interpretó un cuerpo asociado a las brechas del cretácico Tamabra observando terminaciones laterales bien definidas en diferentes direcciones lo que nos ayudó a delimitar un geocuerpo

Chawila-1EXP
PP1 (1,844-1,886 md) Km_TMBR
Psup= 1,836 psi Est. 24/64"
Qo=417 bpd Qg=4.3 mmpcd Qw=4 bpd Salinidad= 56,100 ppm pH 7
Densidad= 34.5°API
RGA= 1,905 m³/m³

Figura 4.16 Sección sísmica en profundidad Suroeste-Noreste sobre la trayectoria del Pozo Chawila-1EXP .

con dirección preferencial al Suroeste, asociado a la reactivación de los bloques de basamento en el cual las fallas normales preexistentes se reactivaron durante el evento compresivo del periodo Paleoceno-Eoceno Medio y como se puede apreciar en la sección sísmica Suroeste-Noreste, que sigue la dirección de la navegación del pozo, figura 4.16.

Estratigrafía

Durante el Cretácico Medio se formó la Plataforma de Tuxpan, la cual es una plataforma aislada con bordes pronunciados constituidos por crecimientos de cuerpos arrecifales (Formación el Abra) y sus respectivos cambios laterales de talud y cuenca, que constituyen las formaciones Tamabra y Tamaulipas Superior respectivamente. La Formación Tamabra se divide en cinco cuerpos denominados, del más antiguo al más reciente, en “A”, “f”, “BC”, “D” y “ab”; basados en electrofacies utilizando la combinación de las respuestas eléctricas, característica de cada uno de estos cuerpos en los registros SP, Gamma Ray, Eléctricos (Normal corta y Normal larga) y Neutrón. El pozo Chawila-1EXP alcanzó una profundidad total de 3,032 metros desarrollados / 2,863 metros verticales y perforó una columna estratigráfica constituida por rocas sedimentarias abarcando un rango de edades desde el Oligoceno Inferior hasta el Jurásico Superior Kimmeridgiano, identificando 4 cuerpos de la Formación Tamabra del Cretácico Medio, figura 4.17.

Roca Almacén

El yacimiento Cretácico Medio formación Tamabra está constituido por una secuencia de calcarenita de litoclastos angulosos recristalizados (0.05-0.98 mm de longitud), soportados por una matriz de wackestone a mudstone de bioclastos indeterminados, con esporádica recristalización (neomorfismo) y cristales de dolomita autigénica dispersos en la matriz y con impregnación de aceite. Se observó presencia de fracturas selladas por calcita. La porosidad promedio es del 6 por ciento.

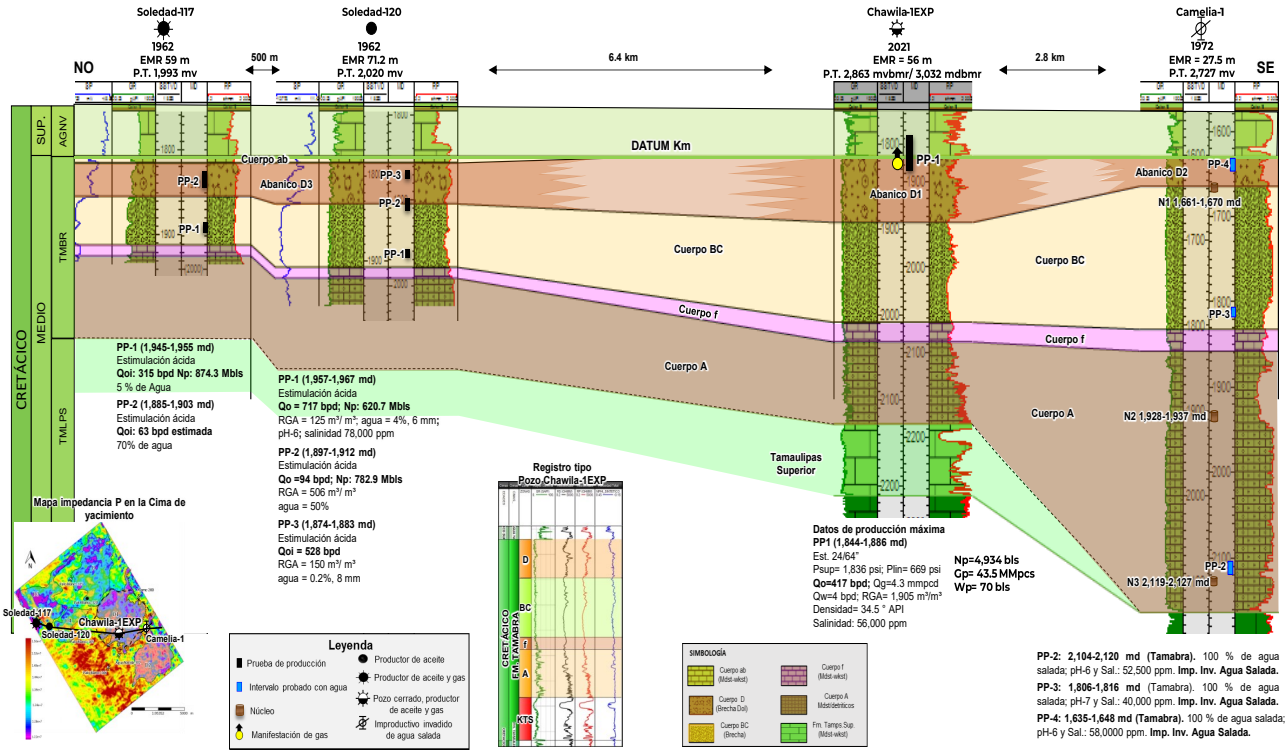


Figura 4.17 Sección de correlación estructural Noroeste-Sureste, donde se observa la división de los cuerpos de la Formación Tamabra entre los pozos .

Trampa

En el área del Alto de Tuxpan durante el Cretácico Medio se presentan condiciones de plataforma donde se genera el sistema arrecifal de la Formación El Abra, misma que al erosionarse por efectos de alta energía del mar produce flujos de escombros que se consolidan como brechas hacia el talud.

La trampa del sistema arrecifal es considerada de tipo estratigráfica con una orientación preferencial Noreste-Suroeste abarcando un área de 17 kilómetros cuadrados, la cual se asocia a brechas carbonatadas pertenecientes a la Formación Tamabra de edad Cretácico Medio, influenciada por la tectónica gravitacional.

Sello

Se definió como sello superior a las calizas arcillosas de la Formación Agua Nueva del Cretácico Superior, con espesores promedio en el área de 120 metros.

Yacimiento

En el pozo Chawila-1EXP se disparó en el intervalo 1,844 – 1,886 metros desarrollados, se observó el pozo abierto por estrangulador variable de 8/64” a 14/64”, observándose un gasto máximo de aceite de 417 barriles por día, un gasto máximo de gas de 4.3 millones de pies cúbicos diarios con 4 barriles por día de agua. Se tomó una curva de variación de presión (CVP) y una muestra superficial de aceite y gas para

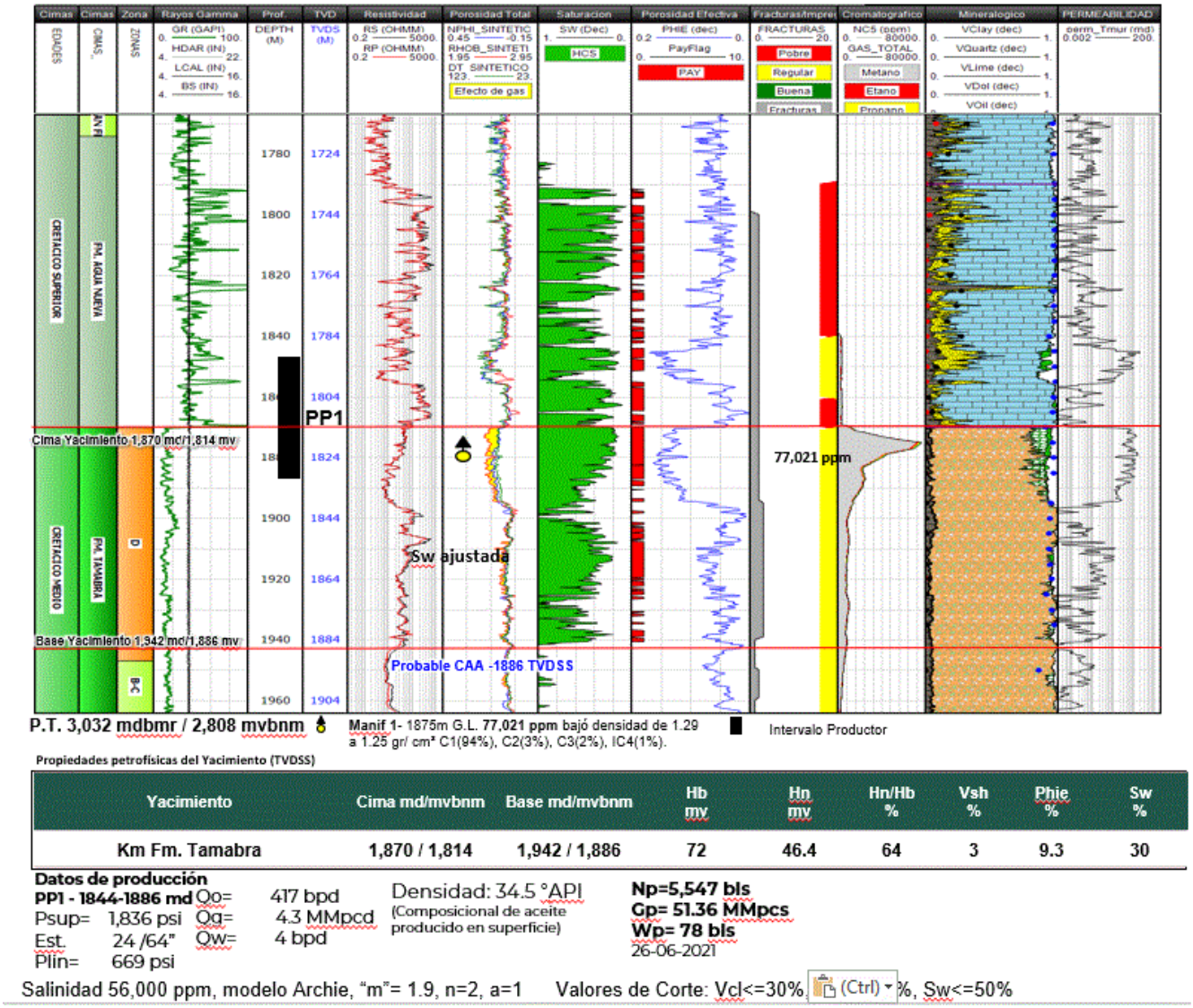


Figura 4.18 Características de la roca almacén del Cretácico Medio Formación Tamabra del pozo Chawila-1EXP .

un análisis cromatográfico del cual se obtuvo una densidad de 34.5 °API.

Se tomó un registro de presión de fondo cerrado, un registro de presión de fondo fluyendo y un registro de temperatura, en un rango de 2,213 a 2,746 psia y 26 a 87 grados Celsius. Una vez establecidos los gradientes de ambos parámetros al nivel medio del yacimiento, la presión y temperatura de yacimiento fueron de 3,776 psia y 93 °C. De la interpretación de la prueba de variación de presión se determinó la permeabilidad efectiva de 3.89680 mD, mostrando inicialmente un flujo lineal y en tiempos largo un flujo bilineal. La presión inicial del yacimiento indicó 2,865.90 psi. El comportamiento de la segunda derivada de presión no detectó ninguna frontera.

El modelo petrofísico del pozo Chawila-1EXP se elaboró con registros básicos de buena calidad, se calibró el modelo multimineral con análisis XRD de muestras de canal y análisis mineralógico/ petrográfico. Con la interpretación del modelo

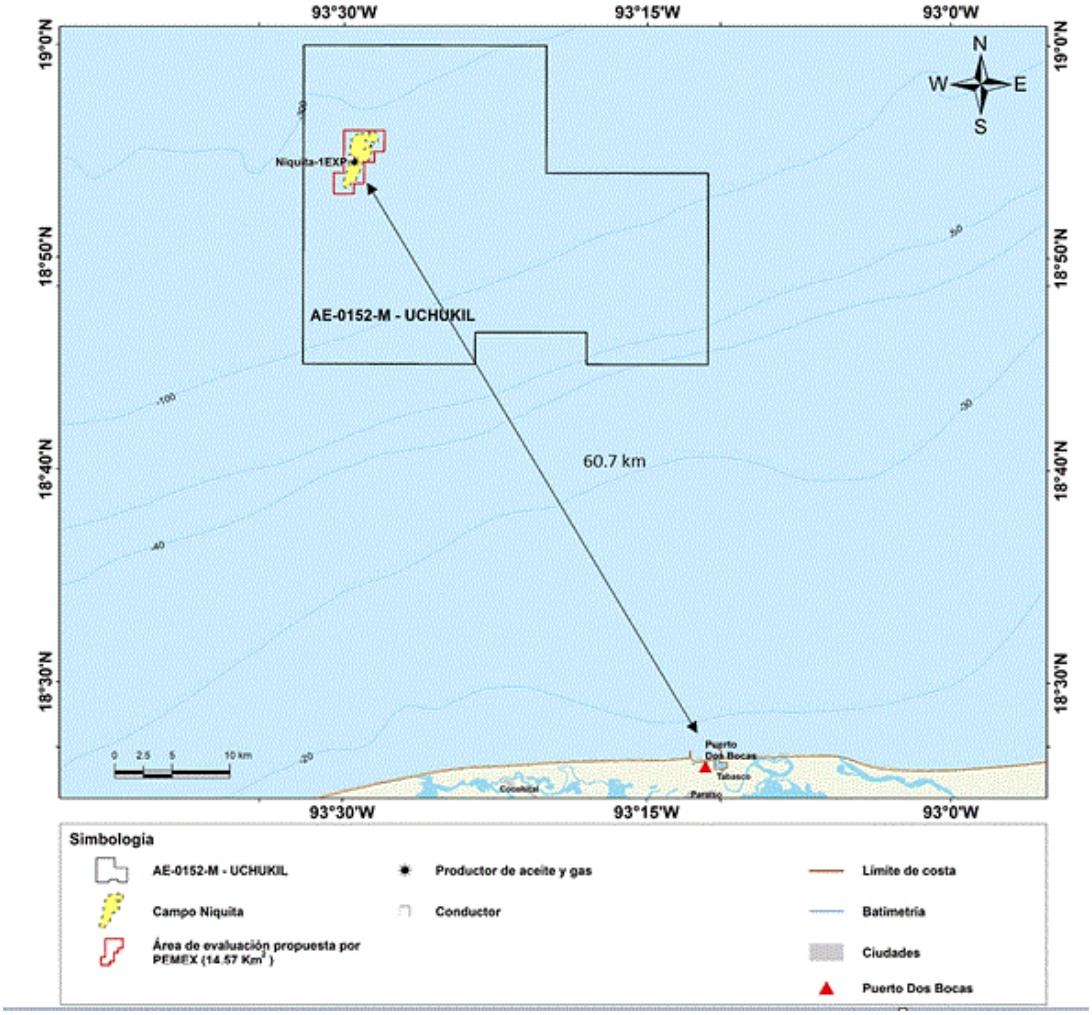


Figura 4.19 Ubicación geográfica del pozo exploratorio Niquita-1EXP .

petrofísico y las muestras de fluidos recuperadas se definió un límite físico a 1,870 metros desarrollados bajo mesa rotaria/ 1,814 metros verticales bajo el nivel del mar; con un contacto probable de agua aceite a 1,942 metros desarrollados bajo mesa rotaria / 1,886 metros verticales bajo el nivel del mar.

Se establecieron los límites verticales del yacimiento quedando la cima a 1,870 metros desarrollados bajo mesa rotaria /1,814 metros verticales bajo el nivel del mar y la base a 1,942 metros desarrollados bajo mesa rotaria /1,886 metros verticales bajo el nivel del mar. El modelo de saturación utilizado fue el de Archie, con una salinidad de 56,100 ppm NaCl, una m de 1.9 y n de 2, con valores de corte porosidad mayor a 2 por ciento, valores menores a 50 por ciento para la saturación de agua y menores a 30 por ciento para el volumen de arcilla presentando un espesor neto impregnado de 46 metros, con valores promedio de porosidad de 9.3 por ciento, saturación de agua de 30 por ciento y volumen de arcilla de 3 por ciento, figura 4.18.

Reservas

El volumen original incorporado con la perforación del pozo Chawila-1EXP para la categoría 1P es de 0.0^{a} / 4.8^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 4.4^{b}

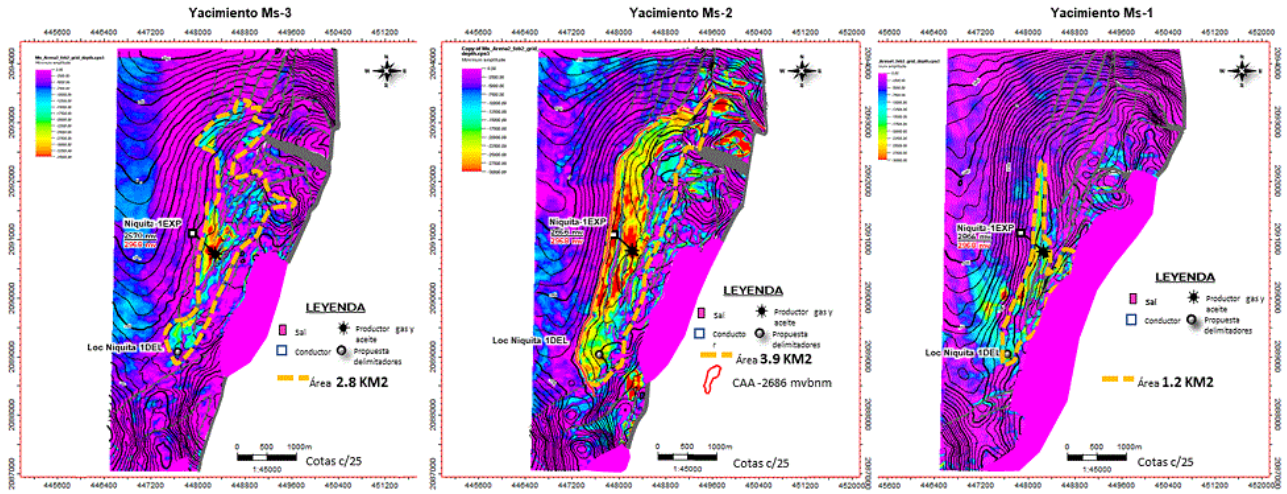


Figura 4.20 Configuración estructural de los yacimientos del Mioceno Superior del campo Niquita con el atributo sísmico de máxima amplitud negativa .

miles de millones de pies cúbicos de gas; para la categoría 2P 0.0[a] / 29.9[b] millones de barriles de aceite y 0.0[a] / 27.5[b] miles de millones de pies cúbicos de gas y finalmente para la categoría 3P de 0.0[a] / 238.1[b] millones de barriles de aceite y 0.0[a] / 218.5[b] miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas originales de hidrocarburos incorporadas para la categoría 1P son 0.0[a] / 1.7[b] millones de barriles de aceite y 0.0[a] / 1.4[b] miles de millones de pies cúbicos de gas, para la categoría 2P se estimaron 0.0[a] / 9.1[b] millones de barriles de aceite y 0.0[a] / 7.6[b] miles de millones de pies cúbicos de gas y finalmente para la categoría 3P se estimaron 0.0[a] / 45.3[b] millones de barriles de aceite y 0.0[a] / 37.7[b] miles de millones de pies cúbicos de gas. En términos de petróleo crudo equivalente, las reservas en las categorías 1P, 2P y 3P ascienden a 0.0[a] / 1.8b, 0.0[a] / 9.9[b] y 0.0[a] / 49.1[b] millones de barriles respectivamente.

4.3 Descubrimientos marinos

Los trabajos exploratorios realizados durante el año 2021 obtuvieron nueve resultados exitosos en la incorporación de reservas en aguas someras del Golfo de México. Al borde de la provincia geológica Pilar de Akal y en la Cuenca Salina del Istmo, se descubrieron y delimitaron los campos mediante la perforación de los pozos exploratorios Niquita-1EXP, Camatl-1DEL, Copali-1EXP, Chamak-1EXP, Macuil-1EXP, Tlakati-1EXP, Saap-1EXP, Tekuani-1EXP y Xolotl-1DEL. Las reservas totales incorporadas por estos pozos alcanzaron 16.1[a] / 111.1[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente en yacimientos principalmente de aceite negro y aceite volátil.

Del total de incorporación marina, solo la reserva del campo Copali esta dictaminada por la CNH. A continuación, se presenta una descripción de los aspectos geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería del campo Niquita con sus yacimientos.

Campo Niquita (Niquita-1EXP)

Se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, a una distancia de 60.7 kilómetros al Noroeste del puerto de Dos Bocas, Tabasco y a 7 kilómetros al Noreste del campo Zama; en la

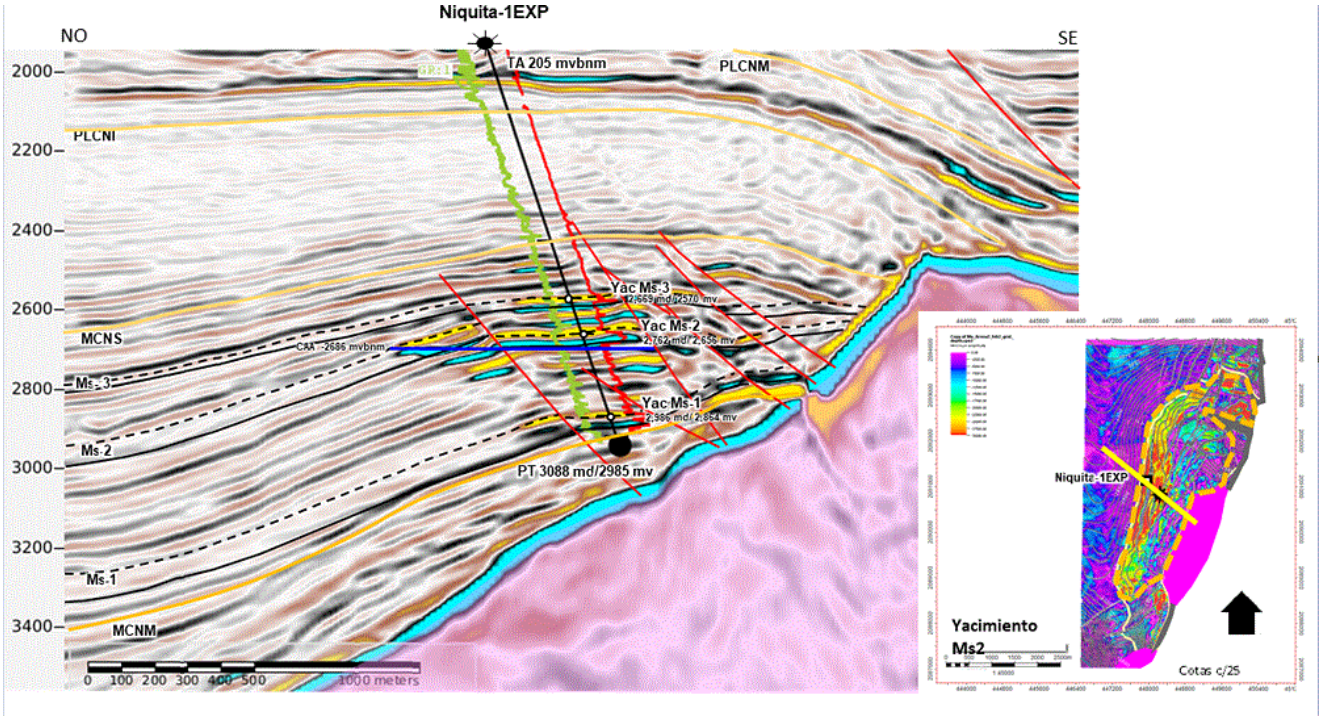


Figura 4.21 Sección sísmica orientada Noroeste-Sureste sobre la trayectoria del pozo Niquita-1EXP.

asignación exploratoria AE-0152-M-UCHUKIL. Se ubica en la provincia geológica Salina del Istmo, colindando al Sur y Sureste con la cuenca de Pescadores, figura 4.19.

Geología estructural

Geológicamente el campo Niquita, se ubica en la Cuenca Salina del Istmo, colindando al Sur con la Cuenca de Pescadores, Cuenca Comalcalco Marino y Cinturón Plegado Akal, en la figura 4.20 se muestra la configuración estructural de los tres yacimientos del Mioceno Superior con el atributo sísmico de máxima amplitud negativa.

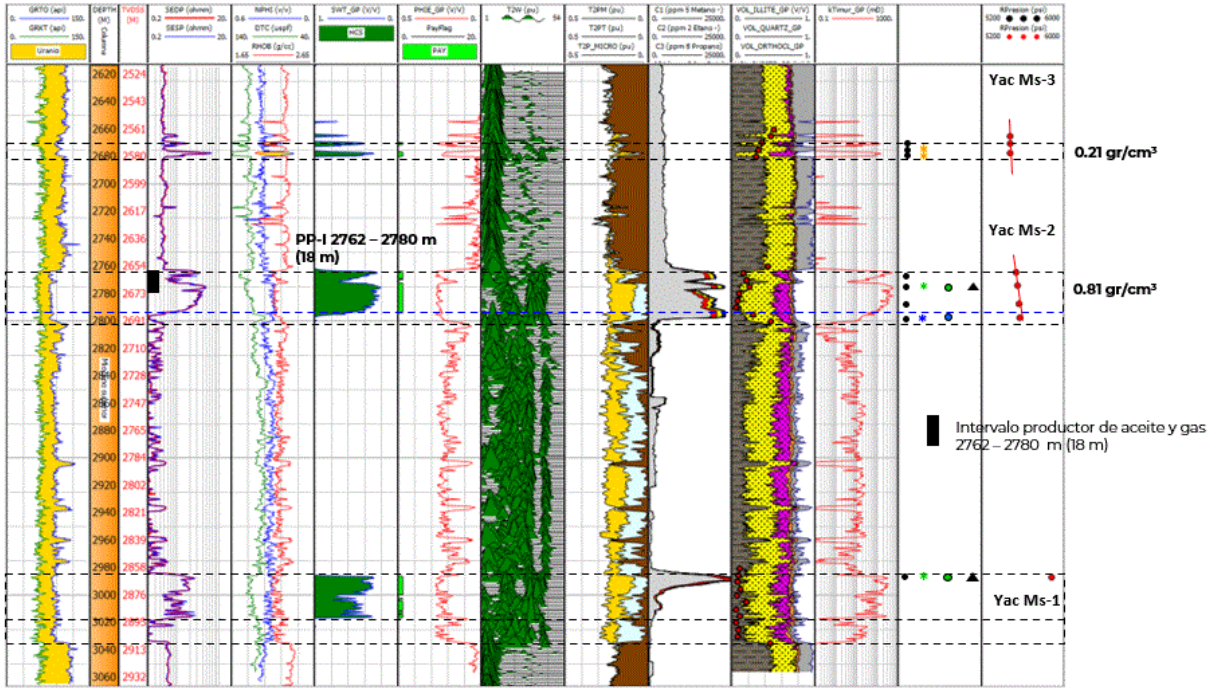
Estratigrafía

La columna estratigráfica del pozo Niquita-1EXP comprende rocas sedimentarias que van desde la edad del Reciente-Pleistoceno al Mioceno Superior. Las relaciones estratigráficas muestran que se encuentran de forma concordante desde la edad del Pleistoceno hasta el Mioceno Superior. La profundidad a la cima del Mioceno Superior se encuentra 2,505 metros desarrollados / 2,417 metros verticales.

Roca almacén

El ambiente deposicional donde se acumularon los sedimentos pertenece a una serie de canales complejos y lóbulos, generados en el talud continental y depositados en un ambiente de fondo marino profundo denominado batial superior.

El yacimiento es de edad Mioceno Superior y corresponde a areniscas de líticos, cuarzo y feldespatos, de grano fino a medio, granos subangulosos a subredondeados, matriz arcillosa, regularmente clasificada, ligeramente consolidada,



Yac	Intervalo mdbmr	Intervalo mvbnm	Hb (md)	Hb (mv)	Hn (md)	Hn (mv)	N/G (%)	PHIE (%)	Sw (%)	Vcl (%)	K (mD)
Ms-3	2669 – 2680	2570 – 2580	11	10.2	4.2	3.9	38.2	23.5	40.1	4.8	98
Ms-2	2762 – 2794	2656 – 2686	32	29.7	27	25	84.4	25.6	32	11.2	260
Ms-1	2986 - 3016	2863- 2891	30	27.8	19.2	17.8	63.9	25.4	38	12.1	168

Valores de corte:
PHIE ≥ 15%, Sw ≤ 50%, Vcl ≤ 30%.

Parámetros utilizados.
Salinidad: 236 kppm (Picket-Plot)
Temperatura: 84 °C
Exponente de cementación: 1.95
Método de saturación: Doble agua

Figura 4.22 Ubicación de los yacimientos del Mioceno Superior Ms-3, Ms-2 y Ms-1 sobre el modelo petrofísico del pozo Niquita-1EXP .

con porosidad de tipo intergranular e impregnación de aceite, con buena calidad como roca yacimiento.

Trampa

La trampa es de tipo combinada con un anticlinal orientado Noreste-Suroeste, su eje principal tiene una longitud aproximada de 6 kilómetros y su eje transversal de 1.2 kilómetros y se encuentra afectada por un sistema de fallas normales hacia la parte Sur, con inclinación del anticlinal hacia el Este y en la parte Norte presentan caída hacia el Oeste.

Los límites de la estructura están definidos al Este por un sistema de fallas normales y un cuerpo de sal y al Oeste por el buzamiento de las capas. En la figura 4.21 se muestra una sección sísmica orientada Noroeste-Sureste pasando por la trayectoria del pozo Niquita-1EXP, el cual descubrió tres yacimientos de edad Mioceno Superior denominados como Mioceno Superior-3 (Ms-3), Mioceno Superior-2 (Ms-2) y Mioceno Superior-1 (Ms-1).

Los yacimientos Ms-3 y Ms-2 están limitados al Sureste por una falla y el Ms-1 contra sal. Al Noroeste los tres yacimientos se ven acotados por la culminación de la anomalía de amplitud. Cabe mencionar que el yacimiento Ms-2 tiene un contacto agua–aceite a una profundidad de 2,686 metros verticales bajo el nivel del mar.

Sello

Para los yacimientos de edad Plioceno Inferior, tanto el sello superior como los sellos intermedios lo constituyen los sedimentos terrígenos arcillosos de la misma edad, constituido por lutitas y limolitas intercaladas con la roca almacén.

Yacimiento

Se realizó una prueba de presión-producción para determinar el potencial productivo de la formación en el intervalo definido entre 2,762 – 2,780 metros, a través del estrangulador fijo de 1/2", se obtuvo un gasto medido de aceite de 3,512 barriles por día, gasto de gas de 0.9 millones de pies cúbicos diarios, relación gas aceite de 46 metros cúbicos por metro cúbico y se determinó del análisis de presión - volumen -temperatura (PVT) un aceite de 26.4 °API. Para el modelo petrofísico se utilizó la información de los registros geofísicos convencionales y especiales como resonancia magnética, probador de formaciones; y estudios de laboratorio empleados para la calibración. Se utilizó el modelo de saturación de doble agua con una salinidad de 236,000 partes por millón, mientras que el modelo de porosidad fue calculado a partir de los registros de densidad-neutrón utilizando una "m" de 1.95, una "n" de 2 y la "a" con valor de 1.

Con la información geológica y petrofísica integrada se identificaron 3 yacimientos de areniscas de buena calidad, los limites verticales son físicos definidos por cambios litológicos de sedimentos limo-arcillosos y contacto de fluidos (Mioceno Superior 2).

Se obtuvieron rangos de porosidad efectiva promedio entre 23.5 a 25.6 porciento, saturación de agua de 32 a 40 por ciento y espesores netos impregnados de 3.9 a 25 metros verticales, con los resultados del modelo petrofísico y del probador de formaciones se detectó en el yacimiento Ms-2 el contacto de fluidos aceite – agua a 2,794 metros desarrollados bajo mesa rotarios / 2,686 metros verticales bajo el nivel del mar. En la figura 4.22 se muestran el modelo petrofísico con el cuadro de los promedios de propiedades y con la ubicación de los tres yacimientos de edad Mioceno Superior: Mioceno Superior-3, Mioceno Superior-2 y Mioceno Superior-1 descubierto por el pozo Niquita-1EXP.

Reservas

El volumen original de hidrocarburos del campo Niquita es, en su categoría 1P de 0.0^{a} / 17.7^{b} millones de barriles de crudo y 0.0^{a} / 6.9^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas, la categoría 2P de 0.0^{a} / 46.0^{b} millones de barriles de crudo y 0.0^{a} / 17.9^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas y con respecto a la categoría 3P es de 0.0^{a} / 107.8^{b} de crudo y 0.0^{a} / 73.7^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas originales de hidrocarburos en la categoría 2P son 0.0^{a} / 9.0^{b} millones de barriles de aceite y 0.0^{a} / 3.4^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas, para la categoría 3P son de 0.0^{a} / 20.1^{b} en aceite y 0.0^{a} / 24.8^{b} miles de millones de pies cúbicos de gas.

En términos de petróleo crudo equivalente la reserva en las categorías 2P y 3P es de 0.0^{a} / 9.4^{b} millones de barriles y 0.0a / 23.2^{b} millones de barriles, respectivamente.

4.4 Trayectoria histórica de los descubrimientos

La incorporación de nuevas reservas es el resultado del esfuerzo que Pemex Exploración y Producción realiza año con año en sus proyectos

Cuadro 4.4 Volúmenes de reservas descubiertos en el periodo 2017-2021.

		1P			2P			3P		
Año	Cuenca	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce
2017	**Total**	**141.8**	**578.5**	**246.5**	**328.8**	**1,198.4**	**544.4**	**679.8**	**2,671.8**	**1,194.0**
	Golfo de México Profundo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	141.7	246.5	191.7
	Sureste	109.9	207.4	148.6	263.2	436.6	343.3	418.9	1,035.3	636.0
	Veracruz	31.9	371.1	97.9	65.6	761.8	201.1	119.2	1,389.9	366.3
2018	**Total**	**132.4**	**804.7**	**286.9**	**363.9**	**2,333.1**	**810.9**	**584.5**	**3,058.5**	**1,169.6**
	Golfo de México Profundo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.9	53.9	29.9
	Sureste	22.1	18.9	25.6	71.8	182.6	105.4	171.6	224.1	212.2
	Veracruz	110.2	785.9	261.3	292.0	2,150.4	705.5	392.9	2,780.4	927.5
2019	**Total Sureste[b]**	**52.8**	**228.7**	**104.9**	**178.8**	**639.2**	**322.5**	**371.0**	**1,314.2**	**668.4**
	Total Sureste[a]	**9.7**	**70.2**	**24.6**	**24.4**	**182.6**	**63.3**	**28.6**	**244.6**	**81.9**
2020	**Total [a]**	**58.7**	**213.6**	**102.3**	**158.8**	**589.7**	**280.4**	**369.2**	**2,119.1**	**792.9**
	Sureste[a]	54.3	177.6	91.0	149.0	504.5	254.2	243.7	1,053.5	462.5
	Veracruz[a]	4.4	36.0	11.3	9.8	85.2	26.2	125.5	1,065.6	330.4
	Total [b]	**68.4**	**235.6**	**115.2**	**194.2**	**649.3**	**326.5**	**450.2**	**2,246.8**	**896.3**
	Sureste[b]	64.0	199.6	104.2	184.4	564.1	300.4	324.7	1,181.2	565.9
	Veracruz[b]	4.4	36.0	11.0	9.8	85.2	26.2	125.5	1,065.6	330.4
2021	**Total [a]**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**6.2**	**3.7**	**6.7**	**14.5**	**12.9**	**16.1**
	Sureste[a]	0.0	0.0	0.0	6.2	3.7	6.7	14.5	12.9	16.1
	Veracruz[a]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Tampico-Misantla[a]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Total [b]	**55.3**	**65.6**	**68.0**	**205.2**	**222.7**	**246.4**	**402.2**	**569.0**	**505.4**
	Sureste[b]	49.7	49.1	59.4	177.5	151.8	206.3	314.6	351.8	380.1
	Veracruz[b]	4.0	15.1	6.8	18.5	63.3	30.3	42.3	179.5	76.1
	Tampico-Misantla[b]	1.7	1.4	1.8	9.1	7.6	9.9	45.3	37.7	49.1

[a] Campos y cifras de reservas CNH

[b] Campos y cifras con cuantificación total de PEMEX

de evaluación del potencial, incorporación de reservas y delimitación de campos. La ejecución de cada uno de estos componentes es estratégico para el resultado del éxito exploratorio.

La Cuenca de Sureste fue la que aportó más volúmenes nuevos de reservas en rocas almacenadoras del Cretácico, Jurásico Superior Tithoniano-Kimmeridgiano, y Terciario.

En el cuadro 4.4 se presentan los volúmenes de reservas descubiertos en las categorías 1P, 2P y 3P en el periodo 2018 a 2021 agrupados por cuenca tanto para aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente. Estos valores corresponden a las reservas incorporadas en cada uno de estos años y que se reportan al primero de enero del año siguiente, Cuadro 4.4.

Durante 2021, la incorporación de reservas 3P obtenida por descubrimientos y/o delimitación fue de 16.1[a] / 505.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente que, en relación con la cifra alcanzada en el año 2020, presenta una reducción

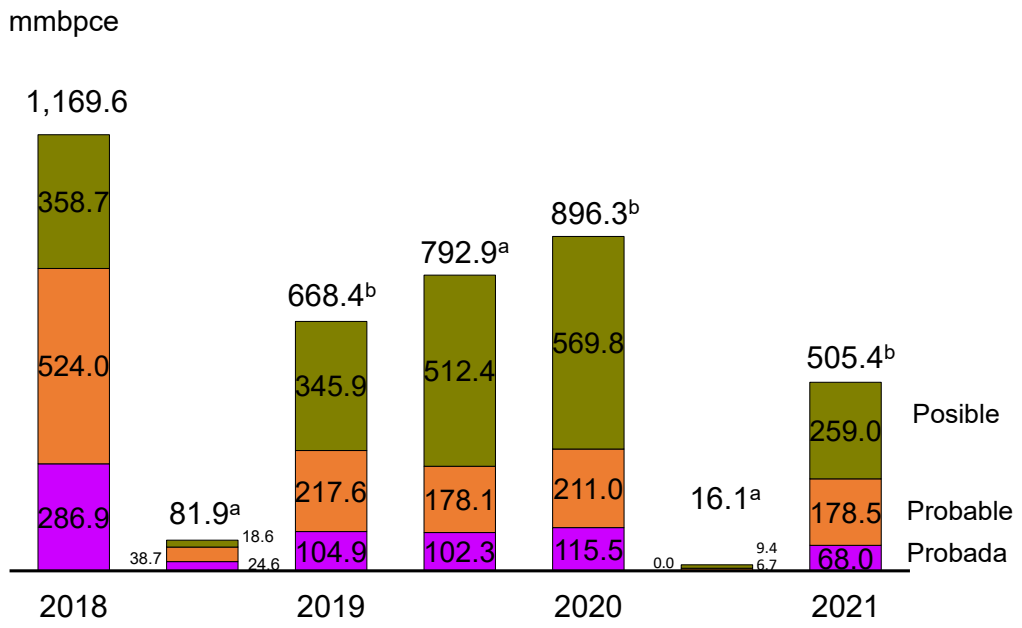


Figura 4.23 Trayectoria de la incorporación de reservas de petróleo crudo equivalente.

del 98.0[a] / 43.6[b] por ciento. La incorporación más destacada se logró en las áreas terrestres de la Cuenca del Sureste, a través del pozo Tupilco-3001, el cual con 0.0[a] / 210.6[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente contribuyó con el 0.0[a] / 41.7[b] por ciento de la incorporación total 3P, seguido el pozo Racemosa-1EXP el cual incorporó 0.0[a] / 58.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente contribuyendo con el 0.0[a] / 11.6[b] por ciento de la incorporación.

En la parte marina en tirantes de agua someros de las cuencas del Sureste, con la perforación de los pozos Niquita-1EXP, Camatl-1DEL, Copali-1EXP, Chamak-1EXP, Macuil-1EXP, Tlakati-1EXP, Saap-1EXP, Tekuani-1EXP y Xolotl-1DEL, los cuales contribuyeron con 16.1[a] / 111.1[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reserva 3P, lo que representa un 100.0[a] / 22.0[b] por ciento del total incorporado. En la parte terrestre de las Cuencas de Veracruz y Tampico-Misantla, el pozo Tum-1EXP incorporó 0.0[a] / 56.1[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente lo cual representa un 0.0[a] / 11.1[b] por ciento del total 3P, seguido del pozo Chawila-1EXP el cual incorporó 0.0[a] / 49.1[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente contribuyendo con el 0.0[a] / 9.7[b] por ciento de la incorporación.

El pozo Kuun-1EXP incorporó 0.0[a] / 20.0[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente lo cual representa un 0.0[a] / 4.0[b] por ciento del total 3P. En lo que se refiere al tipo de hidrocarburo, las reservas de aceite 3P incorporadas totalizan 14.5[a] / 402.2[b] millones de barriles, lo que significa un decremento de 96.1[a] / 10.7[b] por ciento en relación con el año 2020.

De este aceite, el 100.0[a] / 21.5[b] por ciento corresponde a aceite pesado, 0.0[a] / 63.7[b] a ligero, y 0.0[a] / 14.8[b] por ciento de aceite superligero.

En relación con las reservas 3P de gas natural, se tuvo un decremento del 99.4[a] / 74.7[b] por ciento con

respecto al año anterior, al disminuir de 2,119.1[a] / 2,246.8[b] miles de millones de pies cúbicos a 12.9[a] / 569.0[b]. Del total de estas reservas de gas, el 100.0[a] / 70.6[b] por ciento corresponde a gas asociado, mientras el restante 0.0[a] / 29.4[b] por ciento a la componente del gas natural no asociado.

La figura 4.23 muestra la trayectoria de la incorporación de reservas descubiertas durante el periodo 2018 a 2021.

Los valores de PEMEX incluyen campos que CNH considera en proceso de Evaluación.

Distribución de las reservas de hidrocarburos

5

La distribución de las reservas de hidrocarburos mostradas en el presente capítulo, corresponden a los campos comprendidos dentro de las áreas de asignación y contratos de las que Pemex es titular y que se ubican en las regiones Norte, Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste. Las estimaciones y categorizaciones de las reservas de hidrocarburos se fundamentan con la actualización de los modelos estáticos de los yacimientos a partir de información de reciente adquisición en los pozos perforados en el periodo, con el análisis del comportamiento presión-producción e identificación de periodos de flujo, los volúmenes acumulados producidos de crudo y gas natural, los balances de materia realizados y los análisis de las propiedades PVT de muestras de fluido. Este capítulo también muestra la forma en que variaron las reservas de hidrocarburos de acuerdo con lo ocurrido en el periodo 2021 en las categorías probada, probable y posible, en un contexto a nivel subdirección de producción y activo de producción.

La estimación y categorización de las reservas de hidrocarburos es anual y se realiza en PEP por especialistas en las disciplinas de Yacimientos, Geología y Geofísica, en un proceso de certificación interna. Posterior a este proceso, las estimaciones y categorizaciones de reservas de hidrocarburos realizadas por personal de PEP son revisadas y certificadas por Terceros Independientes que se encuentran registrados en el Padrón de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Finalmente, la CNH revisa y compara las estimaciones realizadas tanto por PEP como por los Terceros Independientes, para luego emitir la resolución de las cifras nacionales de acuerdo con la regulación existente en materia de cuantificación de reservas. La estimación, categorización y certificación de las reservas se ejecutan de acuerdo y con estricto apego a normas internacionales, utilizando para el caso de las reservas probadas las regulaciones emitidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos de América, mientras que para las reservas probables y posibles, las evaluaciones se realizan tomando como referencia los lineamientos emitidos por el *Petroleum Resources Management System* (PRMS), organismo que integra a la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), la *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts* (SPWLA) y la *European Association of Geoscientists & Engineers* (EAGE).

En la organización actual de Pemex Exploración y Producción, las Subdirecciones y Activos participan directamente en la explotación y en el proceso de documentación de volúmenes originales y reservas de hidrocarburos; así como en la documentación de las causas de las variaciones de las reservas, las cuales se desglosan, en aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente. Es de relevancia la mención nuevamente de las incorporaciones de yacimientos nuevos en este capítulo, aun cuando en el capítulo 4 se han documentado las actividades

exploratorias, ya que este concepto forma parte de las explicaciones del balance para la variación del 1 de enero de 2021 al 1 de enero de 2022. Al igual que en capítulos anteriores para los valores de volúmenes originales y reservas de hidrocarburos se presentan dos cifras, siendo el primer valor la cifra publicada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (superíndice a) y el segundo valor corresponde a la cifra de Pemex (superíndice b).

5.1 Subdirección de Producción Región Marina Noreste

La Subdirección de Producción Región Marina Noreste se ubica en la porción del mar territorial del Golfo de México, frente las costas del Sureste de la República Mexicana, los campos que administra esta subdirección se distribuyen en 16 asignaciones de Extracción, dos de Exploración y Extracción y un contrato de extracción sin socio. Esta constituida por dos activos de producción: Activo de Producción Cantarell y Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap; tienen en sus funciones programar, llevar a cabo y supervisar la explotación de los yacimientos así como participar en la incorporación y reclasificación de reservas, delimitación de yacimientos y desarrollo de los campos bajo su responsabilidad.

Con base en lo considerado en el Plan de Negocio de Petróleos Mexicanos, esta subdirección se concentró en identificar campos con factibilidad técnica-económica en los que se ejecuten actividades que maximicen la restitución de reservas y mantengan la producción.

Respecto a la meta de incorporación de reservas del escenario base, la cual busca restituir los volúmenes de hidrocarburos producidos de los campos en explotación con los provenientes de campos nuevos por actividad exploratoria y/o el incremento de las reservas originales de los campos en explotación, sustentado en el comportamiento dinámico del yacimiento, durante 2021 no se descubrieron campos nuevos en esta subdirección, sin embargo, se tuvo una incorporación en los campos en explotación, ya que se hicieron revisiones de su comportamiento dinámico, se terminaron 17 pozos de desarrollo, que aportaron información para la actualización de modelos geo celulares, modelos dinámicos y continuando con la ejecución de los proyectos de inyección de fluidos como proceso de mantenimiento de presión en algunos campos.

Durante el año 2021, se asignaron a esta Subdirección dos campos que no fueron parte de los incluidos en la Ronda Cero, con lo cual, al 1 de enero de 2022, la Subdirección cuenta con 20 campos bajo su administración correspondiendo 10 de ellos al Activo de Producción Cantarell. El Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap administra los otros 10 campos. Durante 2021 se tuvo producción en 16 de los 20 campos asignados, El volumen producido a nivel subdirección fue 320.8 millones de barriles de aceite y 689.8 miles de millones de pies cúbicos de gas, los volúmenes anteriores son equivalentes al 50.4^{a} / 50.4^{b} y 40.4^{a} / 40.4^{b} por ciento de la producción de Pemex del 2021.

La producción promedio diaria de la Subdirección de Producción Región Marina Noreste fue de 879.0 miles de barriles diarios de aceite por y 1,889.9 millones de pies cúbicos diarios de gas por. El campo Maloob se mantuvo como el de mayor producción de esta Subdirección, con 299.3 miles de barriles diarios de aceite crudo y 317.2 millones de pies cúbicos diarios de gas natural. De acuerdo con la tendencia observada de años anteriores, esta subdirección se mantendrá como la de mayor producción de aceite

Cuadro 5.1 Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2020	**Total[a]**	**64,539.7**	**26,085.6**
	Total[b]	**64,539.7**	**26,085.6**
	Probado	61,894.8	25,393.1
	Probable	1,438.7	427.1
	Posible	1,206.2	265.4
2021	**Total[a]**	**72,330.5**	**27,499.0**
	Total[b]	**72,330.5**	**27,499.0**
	Probado	67,258.8	26,636.7
	Probable	3,824.4	588.0
	Posible	1,247.3	274.3
2022	**Total[a]**	**72,378.2**	**27,645.2**
	Total[b]	**72,378.2**	**27,645.2**
	Probado	67,261.7	26,710.6
	Probable	3,824.6	652.8
	Posible	1,291.9	281.8

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

crudo para Pemex.

5.1.1 Evolución de los volúmenes originales

Los cambios en el volumen original de aceite crudo y gas natural, a nivel subdirección, se observa en el cuadro 5.1 para las diferentes categorías de reservas. Al 1 de enero de 2022 , el volumen original probado de aceite de los campos que integran la subdirección es de 67,261.7[a] / 67,261.7[b] millones de barriles.

Al hacer una comparación del volumen original probado de todos los campos comprendidos dentro de las áreas de asignación y contratos de las que Pemex es titular, el porcentaje correspondiente a la Subdirección Marina Noreste es de 41.0[a] / 40.9[b]; y realizando el desglose del volumen de la subdirección a nivel de activos de producción, Cantarell es el de mayor volumen (37,724.2[a] / 37,724.2[b] millones de barriles de aceite) representando el 56.1[a] / 56.1[b] por ciento del volumen original de esta Subdirección, mientras tanto el 43.9[a] / 43.9[b] restante correspondiente a Ku -Maloob-Zaap (29,537.6[a] / 29,537.6[b] millones de barriles del aceite). Respecto a la información del volumen original probado de gas natural, el de la subdirección es de 26,710.6[a] / 26,710.6[b] miles de millones de pies cúbicos, con un incremento por la actualización del modelo del campo Pit; el volumen probado de la subdirección representa el 13.3[a] / 13.3[b] por ciento respecto al volumen de todos los campos comprendidos dentro de las áreas de asignación y contratos de las que Pemex es titular. Realizando el desglose del volumen original probado de gas natural de la subdirección a nivel de sus activos de producción, Cantarell es el de mayor volumen (17,149.5[a] / 17,149.5[b] miles de millones de pies cúbicos) representando el 64.2[a] / 64.2[b] por ciento del volumen original de esta Subdirección, mientras tanto el 35.8[a] / 35.8[b] restante correspondiente a Ku-Maloob-Zaap (9,561.1[a] / 9,561.1[b] miles de millones de pies cúbicos).

Con relación al volumen original probable de todos los campos comprendidos dentro de las áreas de asignación y contratos de las que Pemex es titular, el porcentaje correspondiente a la Subdirección Marina Noreste es de 12.5[a] / 12.4[b] (3,824.6[a] / 3,824.6[b] millones de barriles); y realizando el desglose del volumen de la subdirección a nivel de activos de producción, Ku-Maloob-Zaap contiene el mayor volumen (3,558.8[a] / 3,558.8[b] millones de barriles de aceite) representando el 93.1[a] / 93.1[b] por ciento del volumen original de esta Subdirección, mientras tanto el 6.9[a] / 6.9[b] restante correspondiente a Cantarell (265.8[a] / 265.8[b] millones de barriles del aceite). Adicionalmente, para la categoría probable, el volumen original de gas natural en la subdirección es de 652.8[a] /

652.8[b] miles de millones de pies cúbicos, el mayor volumen está contenido en los campos del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap (492.9[a] / 492.9[b] miles de millones de pies cúbicos) representando el 75.5[a] / 75.5[b] por ciento del volumen original de esta Subdirección, mientras tanto el 24.5[a] / 24.5[b] restante correspondiente al Activo de Producción Cantarell (159.9[a] / 159.9[b] miles de millones de pies cúbicos).

El volumen original de aceite de la categoría posible asciende a 1,291.9[a] / 1,291.9[b] millones de barriles, que representan el 3.8[a] / 3.7[b] por ciento respecto al volumen de todos los campos comprendidos dentro de las áreas de asignación y contratos de las que Pemex es titular, la distribución por activo de producción se muestra a continuación, Ku-Maloob-Zaap contiene 1,112.6[a] / 1,112.6[b] millones de barriles (equivalentes al 86.1[a] / 86.1[b]del volumen original de esta Subdirección) y Cantarell con 179.3[a] / 179.3[b] millones de barriles (equivalentes al 13.9[a] / 13.9[b] del volumen original de esta Subdirección). Para la categoría posible, el volumen original de gas natural es de 281.8[a] / 281.8[b] miles de millones de pies cúbicos, congruentemente el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap alberga el mayor volumen con 246.8[a] / 246.8[b] miles de millones de pies cúbicos, que representan el 87.6[a] / 87.6[b] por ciento del volumen original de esta Subdirección, mientras que en el Activo de Producción Cantarell, se tienen 35.0[a] / 35.0[b] miles de millones de pies cúbicos, equivalentes al 12.4[a] / 12.4[b] por ciento restantes.

5.1.2 Evolución de las reservas

En la Subdirección de Producción Región Marina Noreste para la evaluación de reservas al 1 de enero de 2022, se registró un valor de 3,195.2[a] / 3,195.2[b] millones de barriles de aceite en la categoría probada, este valor es equivalente al 57.5[a] / 56.2 [b] por ciento de la reserva probada de los campos comprendidos dentro de las áreas de asignación y contratos de las que Pemex es titular, para el gas natural se evaluó una reserva probada de 1,597.6[a] / 1,597.6[b] miles de millones de pies cúbicos, lo que representan el 16.2[a] / 16.4 [b] por ciento de la reserva probada de gas de los campos comprendidos dentro de las áreas de asignación y contratos de las que Pemex es titular. Las figuras 5.1 y 5.2 muestran la variación en las reservas remanentes de aceite crudo y gas natural durante los últimos 3 años.

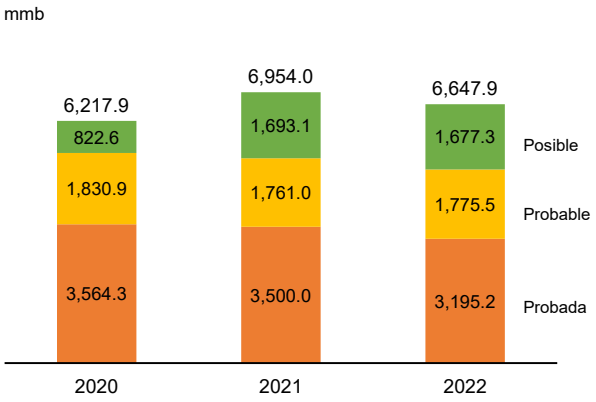


Figura 5.1 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste.

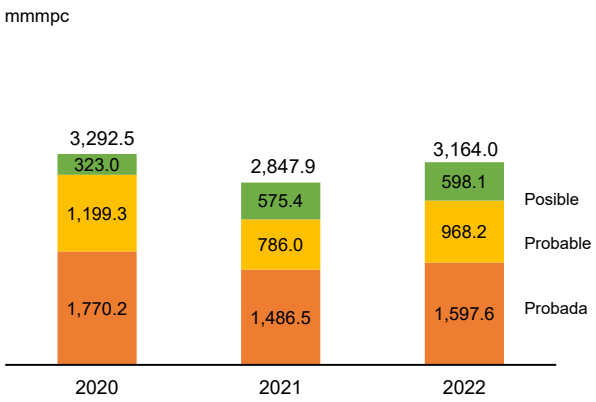


Figura 5.2 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste.

Cuadro 5.2 Composición de las reservas de hidrocarburos de la Subdirección de Producción Región Marina Noreste, al 1 de enero de 2022.

		Aceite			Gas natural	
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado
Reserva	Activo	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc
1P[a]		**2,920.1**	**275.1**	**0.0**	**1,597.6**	**0.0**
1P[b]		**2,920.1**	**275.1**	**0.0**	**1,597.6**	**0.0**
	Cantarell	562.3	275.1	0.0	766.0	0.0
	Ku-Maloob-Zaap	2,357.8	0.0	0.0	831.7	0.0
2P[a]		**4,607.8**	**362.9**	**0.0**	**2,565.8**	**0.0**
2P[b]		**4,607.8**	**362.9**	**0.0**	**2,565.8**	**0.0**
	Cantarell	1,137.7	314.2	0.0	1,355.4	0.0
	Ku-Maloob-Zaap	3,470.0	48.7	0.0	1,210.4	0.0
3P[a]		**6,237.1**	**410.8**	**0.0**	**3,164.0**	**0.0**
3P[b]		**6,237.1**	**410.8**	**0.0**	**3,164.0**	**0.0**
	Cantarell	1,534.3	332.7	0.0	1,723.7	0.0
	Ku-Maloob-Zaap	4,702.9	78.1	0.0	1,440.3	0.0

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

En lo que respecta a las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas la subdirección cuantificó 2,128.8[a] / 2,128.8[b] y 1,066.4[a] / 1,066.4[b] millones de barriles de aceite; así como 1,410.3[a] / 1,410.3[b] y 187.4[a] / 187.4[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural respectivamente.

Considerando como criterio la calidad del fluido para catalogar el volumen de reserva de la subdirección, de las reservas probadas de crudo son 3,195.2[a] / 3,195.2[b] millones de barriles, predominando el aceite pesado con 2,920.1[a] / 2,920.1[b] millones de barriles, los restantes 275.1[a] / 275.1[b] millones de barriles son de aceite ligero, que porcentualmente representan el 91.4[a] / 91.4[b] por ciento y 8.6[a] / 8.6[b] por ciento de las reservas probadas de esta Subdirección, para cada tipo de aceite respectivamente, la reserva probada de gas natural, 1,597.6[a] / 1,597.6[b] miles de millones de pies cúbicos, se constituye en su totalidad por gas asociado.

En lo correspondiente a las reservas probables y posibles de la subdirección, en aceite se tienen 1,775.5[a] / 1,775.5[b] y 1,677.3[a] / 1,677.3[b] millones de barriles respectivamente, equivalentes al 42.5[a] /41.4 [b] y 34.1[a] /34.1[b] por ciento del total de la reserva de los campos comprendidos dentro de las áreas de asignación y contratos de las que Pemex es titular, para el gas natural en estas mismas categorías los valores son de 968.2[a] / 968.2[b] y 598.1[a] / 598.1[b] miles de millones de pies cúbicos, representando el 10.4[a] / 10.0[b] y 6.3[a] /6.4[b] por ciento respectivamente. Con la información de reservas probadas más probables se calcula un valor de reservas 2P para la Subdirección de Producción Región Marina Noreste 4,970.7[a] / 4,970.7[b] millones de barriles de aceite y 2,565.8[a] / 2,565.8[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Con la información de reservas 2P y posibles, se calcula un valor para la categoría 3P cuyos valores de la subdirección se estimaron en 6,647.9[a] / 6,647.9[b] millones de barriles y 3,164.0[a] / 3,164.0[b] miles de millones de pies cúbicos de gas. El cuadro 5.2 muestra los valores de las reservas por categoría a nivel activo de producción .

Aceite crudo y gas natural

Al concluir la evaluación de reservas al 1 de enero de 2022, en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste la reserva probada de aceite alcanzó un valor de 3,195.2[a] / 3,195.2[b] millones de barriles, de estos la mayor parte se localiza en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap con 2,357.8[a] / 2,357.8[b] millones de barriles que equivalen al 73.8[a] / 73.8[b] por ciento de la subdirección, en el Activo de Producción Cantarell se encuentra el complemento, 837.4[a] / 837.4[b] millones de aceite, 26.2[a] / 26.2[b] por ciento.

Al totalizar las variaciones de las reservas en los campos que constituyen la subdirección se tuvo un incremento de 16.0[a] / 16.0[b] millones de barriles de aceite en la categoría probada, respecto al valor reportado al 1 de enero de 2021. Los campos Ayatsil, Maloob, Zaap y Akal contienen el 72.8[a] / 72.8[b] por ciento de la reserva probada de la subdirección con un volumen de 2,326.0[a] / 2,326.0[b] millones de barriles de aceite.

En lo que corresponde a la reserva probada de gas natural, en la subdirección se tuvo un valor de 1,597.6[a] / 1,597.6[b] miles de millones de pies cúbicos, lo cual representa un incremento neto de 111.1[a] / 111.1[b] miles de millones de pies cúbicos al comparar con el valor del ejercicio previo, esto es debido a los incrementos en los campos Ku y Maloob, debido al esquema de explotación del gas de su casquete secundario y a la actualización de sus modelos geo celulares de estos campos. El Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap es el que actualmente contiene la mayor reserva de gas natural en esta Subdirección, con 831.7[a] / 831.7[b] miles de millones de pies cúbicos (52.1[a] / 52.1[b] por ciento), mientras que en el Activo de Producción Cantarell se localizan 766.0[a] / 766.0[b] miles de millones de pies cúbicos (47.9[a] / 47.9[b] por ciento).

Al 1 de enero de 2022, la reserva probable de aceite de la Subdirección de Producción Región Marina Noreste se evaluó en 1,775.5[a] / 1,775.5[b] millones de barriles, lo cual representa un incremento neto de 14.5[a] / 14.5[b] millones de barriles, los campos en los que se observó un incremento son Akal, Bacab y Ek, resultado de la actualización de sus estrategias de explotación. En tanto que, para la reserva probable de gas natural de la Subdirección alcanzó

Cuadro 5.3 Distribución de las reservas remanentes de gas de la Subdirección de Producción Región Marina Noreste, al 1 de enero de 2022.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada[a]		**1,597.6**	**1,173.7**	**939.1**
Probada[b]		**1,597.6**	**1,173.7**	**939.1**
	Cantarell	766.0	514.8	411.9
	Ku-Maloob-Zaap	831.7	658.9	527.1
Probable[a]		**968.2**	**672.5**	**538.1**
Probable[b]		**968.2**	**672.5**	**538.1**
	Cantarell	589.5	377.8	302.2
	Ku-Maloob-Zaap	378.7	294.8	235.8
Posible[a]		**598.1**	**411.3**	**329.1**
Posible[b]		**598.1**	**411.3**	**329.1**
	Cantarell	368.2	233.6	186.9
	Ku-Maloob-Zaap	229.9	177.7	142.2

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

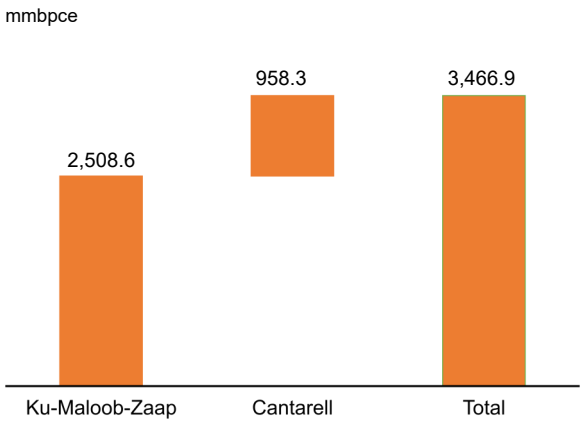


Figura 5.3 Reservas probadas al 1 de enero de 2022, distribuidas por activo en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste.

un valor de 968.2[a] / 968.2[b] miles de millones de pies cúbicos de gas, en este producto el campo que mostró una mayor variación fue Ku.

Desde el punto de vista de los activos de producción, en Cantarell se encuentra la mayor parte de la reserva probable de la subdirección, con 589.5[a] / 589.5[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, mientras que en Ku-Maloob-Zaap se encuentran 378.7[a] / 378.7[a] miles de millones de pies cúbicos, lo que porcentualmente se refleja en 60.9[a] / 60.9[b] y 39.1[a] / 39.1[b] por ciento, respectivamente.

La reserva posible de aceite de la subdirección se calculó en 1,677.3[a] / 1,677.3[b] millones de barriles, este valor refleja una variación negativa de 15.8[a] / 15.8[b] de millones de barriles respecto a la evaluación del 1 de enero de 2021, los campos donde se observa una variación mayor son Balam, Ku, Zaap y Bacab. Para cada uno de los activos de producción que constituyen la subdirección, la reserva posible se distribuye de la manera siguiente, en Cantarell registra 415.1[a] / 415.1[b] millones de barriles, 24.7[a] / 24.7[b] por ciento y en Ku-Maloob-Zaap registra 1,262.2[a] / 1,262.2[b] millones de barriles, el 75.3[a] / 75.3[b] por ciento restantes.

En tanto la reserva posible de gas de esta subdirección tuvo un incremento de 22.7[a] / 22.7[b] miles de millones de pies cúbicos, con lo cual el valor estimado fue de 598.1[a] / 598.1[b] miles de millones de pies cúbicos de gas, en el cuadro 5.3, se muestran las reservas de gas natural por Activo de Producción, con cierre al 1 de enero de 2022 en sus categorías probada, probable y posible, así como el gas entregado en planta y el gas seco.

Petróleo crudo equivalente

Con relación a los valores de reservas expresados en petróleo crudo equivalente en la categoría probada para la subdirección se determinó un valor de 3,466.9[a] / 3,466.9[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, esto representa el 47.2[a] / 46.7[b] por ciento de la reserva calculada para los campos comprendidos dentro de las áreas de asignación y contratos de las que Pemex es titular, se tuvo una variación negativa de 321.6[a] / 321.6[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente respecto al dato de la evaluación previa, los campos con mayor decremento en su reserva probada son: Maloob, Zaap, Akal y Ayatsil. Porcentualmente en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap se encuentra el 72.4[a] /

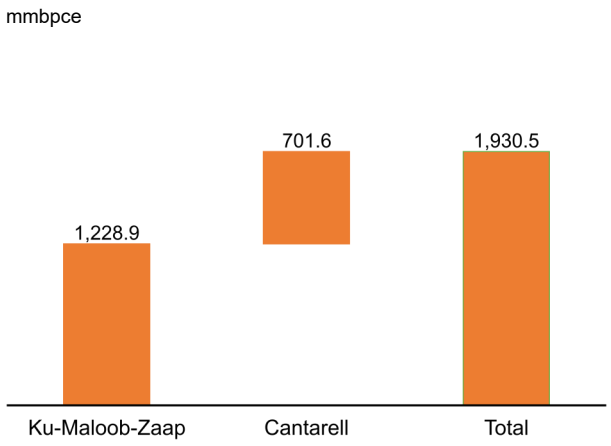


Figura 5.4 Reservas probables al 1 de enero de 2022, distribuidas por activo en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste.

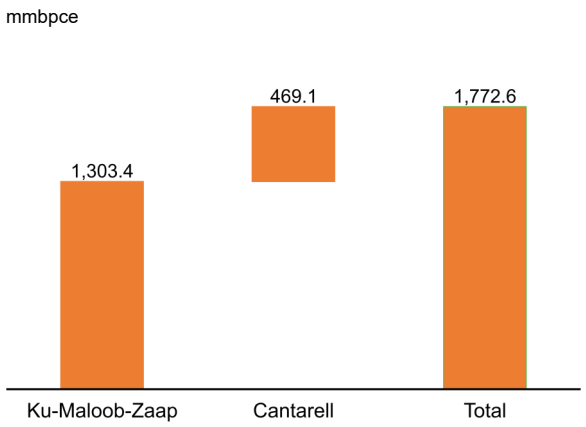


Figura 5.5 Reservas posibles al 1 de enero de 2022, distribuidas por activo en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste.

72.4[b] por ciento de la reserva probada en petróleo crudo equivalente de la subdirección, mientras que en el Activo de Producción Cantarell se localiza el 27.6[a] / 27.6[b] por ciento restantes. En la figura 5.3, se observa la distribución de reservas por Activo de Producción.

En lo que corresponde a la reserva probable de petróleo crudo equivalente, se tuvo una variación positiva de 26.0[a] / 26.0[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con lo cual se registró un valor de 1,930.5[a] / 1,930.5[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, resultado del incremento de reserva en los campos Ku, Akal y Bacab, relacionado con la actualización de la estrategia de explotación y recategorización de reserva posible a probable relacionada a la actividad de desarrollo, la reserva probable de la subdirección representa el 33.4[a] / 34.4[b] por ciento del total evaluado para los campos comprendidos dentro de las áreas de asignación y contratos de las que Pemex es titular en tanto para los activos de la subdirección, el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap administra el 63.7[a] / 63.7[b] por ciento de la reserva probable de la subdirección, y el Activo de Producción Cantarell el 36.3[a] / 36.3[b] por ciento restante, la distribución de reservas por activo integral de producción se muestra en la figura 5.4.

En el comportamiento de la reserva posible de petróleo crudo equivalente de la subdirección se tuvo una variación negativa 26.7[a] / 26.7[b] de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, siendo Balam, Akal, Ku y Zaap los campos donde se observó una mayor variación negativa. Por lo anterior, el valor de la reserva posible de la subdirección alcanzó 1,772.6[a] / 1,772.6[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo cual corresponde al 26.8 [a] /26.9[b] por ciento de los campos comprendidos

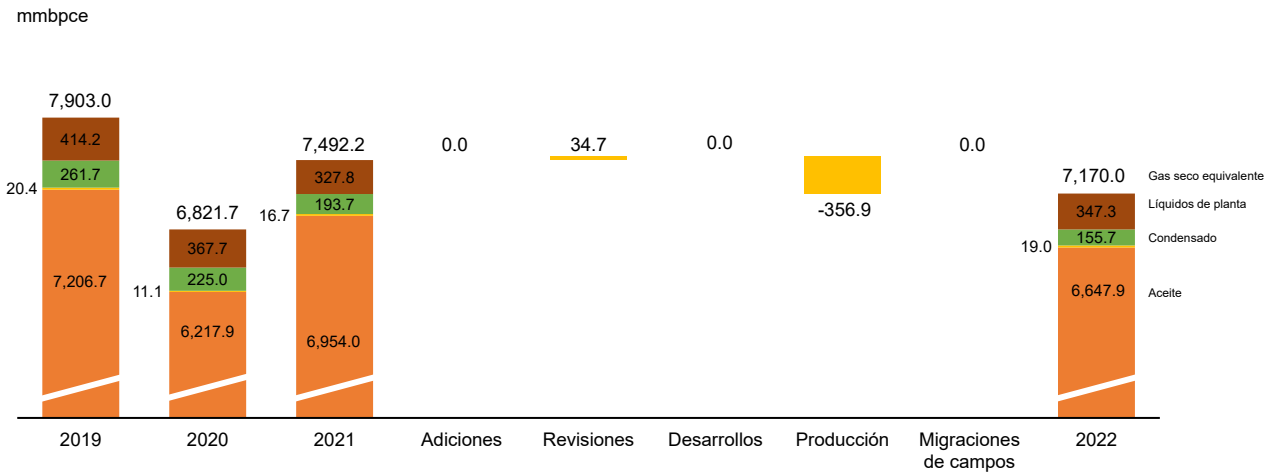


Figura 5.6 Elementos de cambio en la reserva total de la Subdirección de Producción Región Marina Noreste.

Cuadro 5.4 Evolución histórica de las reservas por tipo de fluido en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2020	**Total[a]**	**6,217.9**	**11.1**	**225.0**	**367.7**	**6,821.7**
	Total[b]	**6,217.9**	**11.1**	**225.0**	**367.7**	**6,821.7**
	Probada	3,564.3	8.0	122.5	200.2	3,895.0
	Probable	1,830.9	1.5	80.4	131.4	2,044.3
	Posible	822.6	1.6	22.1	36.1	882.4
2021	**Total[a]**	**6,954.0**	**16.7**	**193.7**	**327.8**	**7,492.2**
	Total[b]	**6,954.0**	**16.7**	**193.7**	**327.8**	**7,492.2**
	Probada	3,500.0	9.4	103.7	175.4	3,788.5
	Probable	1,761.0	4.1	51.8	87.7	1,904.5
	Posible	1,693.1	3.2	38.2	64.7	1,799.2
2022	**Total[a]**	**6,647.9**	**19.0**	**155.7**	**347.3**	**7,170.0**
	Total[b]	**6,647.9**	**19.0**	**155.7**	**347.3**	**7,170.0**
	Probada	3,195.2	10.2	81.0	180.6	3,466.9
	Probable	1,775.5	5.1	46.4	103.5	1,930.5
	Posible	1,677.3	3.7	28.4	63.3	1,772.6

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

dentro de las áreas de asignación y contratos de las que Pemex es titular el activo de producción con el mayor volumen de reserva posible es Ku-Maloob-Zaap con 1,303.4[a] / 1,303.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa el 73.5[a] / 73.5[b] por ciento de la subdirección, mientras que Cantarell contiene 469.1[a] / 469.1[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente lo cual representa el 26.5[a] / 26.5[b] por ciento restante de la subdirección. La figura 5.5 muestra los valores de reserva posible de petróleo crudo equivalente por activo de producción. La reserva 3P de la subdirección se estimó en 7,170.0[a] / 7,170.0[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir, el 36.3[a] / 35.9[b] por ciento de los campos comprendidos dentro de las áreas de asignación y contratos de las que Pemex es titular. La figura 5.6 presenta la composición a nivel subdirección de la reserva 3P de petróleo crudo equivalente.

Relación reserva-producción

Para estimar la relación reserva probada-producción para la Subdirección de Producción Región Marina Noreste, se emplea la producción obtenida de los campos de la subdirección durante el año 2021, este volumen fue de 356.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el valor de reserva probada de la subdirección de 3,466.9[a] / 3,466.9[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con los datos mencionados se calcula una relación de 9.7[a] / 9.7[b] años para la reserva probada. Para la reserva probada más probable (2P) y la reserva probada más probable más posible (3P), las relaciones que se obtienen son 15.1[a] / 15.1[b] años para la reserva 2P y 20.1[a] / 20.1[b] años para la reserva 3P. Con base en la información de reservas al 1 de enero de 2022 y producción 2021, para cada uno de los activos de producción, se obtienen los resultados siguientes:

para el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap la relación resulta de 8.6[a] / 8.6[b] años, con el valor de producción del periodo de 291.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; mientras que para Activo de Producción Cantarell, la relación resulta de 14.6[a] / 14.6[b] años, con el valor de producción del periodo de 65.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Realizando los cálculos con las categorías 2P y 3P de los activos de la subdirección, para Ku-Maloob-Zaap, la relación reserva 2P- producción resulta en 12.8[a] / 12.8[b] años, mientras que para la reserva 3P la relación es de 17.3[a] / 17.3[b] años. Para Cantarell se obtuvo una relación reserva 2P-producción de 25.3[a] / 25.3[b] años y para la reserva 3P la relación reserva-producción se eleva a 32.5[a] / 32.5[b] años.

Reservas por tipo de fluido

Considerando el tipo de fluido el comportamiento de las reservas en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste, se presenta en el cuadro 5.4 los valores del 1 de enero de 2020 hasta el ejercicio actual del 1 de enero de 2022.

La reserva probada de 3,466.9[a] / 3,466.9[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se desglosa en 3,195.2[a] / 3,195.2[b] millones de barriles de aceite crudo, 10.2[a] / 10.2[b] millones de barriles de condensado, 81.0[a] / 81.0[b] millones de barriles de líquidos de planta y 180.6[a] / 180.6[b] millones de barriles de petróleo equivalente del gas seco equivalente a líquido, porcentualmente la distribución es de la siguiente manera, 92.2[a] / 92.2[b] por ciento de aceite crudo, 0.3[a] / 0.3[b] por ciento de condensado, 2.3[a] / 2.3[b] por ciento de líquidos de planta y 5.2[a] / 5.2[b] por ciento de gas seco equivalente a líquido. Para el caso de la reserva probable de la subdirección, el volumen de 1,930.5[a] / 1,930.5[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se conforma de la manera siguiente: 1,775.5[a] / 1,775.5[b] millones de barriles de aceite crudo, 5.1[a] / 5.1[b] millones de barriles de condensado, 46.4[a] / 46.4[b] millones de barriles de líquidos de planta y 103.5[a] / 103.5[b] millones de barriles de petróleo equivalente del gas seco equivalente a líquido, porcentualmente la distribución es de la siguiente manera, 92.0[a] / 92.0[b] por ciento de aceite crudo, 0.3[a] / 0.3[b] por ciento de condensado, 2.4[a] / 2.4[b] por ciento de líquidos de planta y 5.4[a] / 5.4[b] por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente de la Subdirección asciende a 1,772.6[a] / 1,772.6[b] millones de barriles y está constituida por 1,677.3[a] / 1,677.3[b] millones de barriles de aceite crudo, 3.7[a] / 3.7[b] millones de barriles de condensado, 28.4[a] / 28.4[b] millones de barriles de líquidos de planta y 63.3[a] / 63.3[b] millones de barriles de petróleo equivalente del gas seco equivalente a líquido, porcentualmente la distribución es de la siguiente manera, 94.6[a] / 94.6[b] por ciento de aceite crudo, 0.2[a] / 0.2[b] por ciento de condensado, 1.6[a] / 1.6[b] por ciento de líquidos de planta y 3.6[a] / 3.6[b] por ciento de gas seco equivalente a líquido.

5.2 Subdirección de Producción Región Marina Suroeste

Se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, en una porción de la plataforma y talud continental del Golfo de México, dividida en 29 Asignaciones de Extracción y 31 de Exploración y Extracción. Al 1 de enero de 2022, los Activos de Producción: Abkatun-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, constituyen la estructura organizacional de la Subdirección sus principales funciones son: diseñar las estrategias

Cuadro 5.5 Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2020	**Total[a]**	**27,213.1**	**32,201.1**
	Total[b]	**27,213.1**	**32,201.1**
	Probado	21,633.4	27,626.5
	Probable	2,681.2	2,445.0
	Posible	2,898.5	2,129.6
2021	**Total[a]**	**27,255.4**	**32,320.3**
	Total[b]	**27,255.4**	**32,320.3**
	Probado	21,759.0	27,704.6
	Probable	2,679.1	2,389.6
	Posible	2,817.3	2,226.1
2022	**Total[a]**	**27,133.2**	**31,480.6**
	Total[b]	**27,797.3**	**31,993.1**
	Probado	22,961.4	28,120.4
	Probable	1,948.7	1,634.1
	Posible	2,887.2	2,238.6

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

para administrar la producción de hidrocarburos, coordinar el desarrollo de las asignaciones, la explotación y recolección de hidrocarburos, proponer la estrategia de reclasificación de reservas probables, y coordinar la incorporación de reservas, delimitación de yacimientos y desarrollo de los campos bajo su responsabilidad. Actualmente, la subdirección administra 60 campos, de los cuales 7 campos fueron descubiertos durante 2021 y estos, se encuentran en estudio y gestión para su desarrollo.

La producción diaria de aceite y gas natural durante el año 2021 promedió 490.0 miles de barriles por día y 958.3 millones de pies cúbicos por día, es decir, acumuló en dicho año 178.9 millones de barriles de aceite y 349.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 28.1[a] / 28.1[b] y 20.5[a] / 20.5[b] por ciento de la producción total de Petróleos Mexicanos de aceite y gas, respectivamente. Dentro de los objetivos estratégicos de Petróleos Mexicanos, está la incorporación de volúmenes de hidrocarburos cuyo propósito es restituir la producción de los yacimientos existentes. Dicha incorporación, por concepto de adiciones exploratorias, se ha concentrado de manera importante en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste. Estos descubrimientos han permitido contribuir en la restitución de las reservas de hidrocarburos de Petróleos Mexicanos. Como resultado de la actividad exploratoria durante el año 2021, se descubrieron los campos: Chamak, Copali, Macuil, Niquita, Saap, Tekuani y Tlakati, ubicados en la porción marina de las Cuencas del Sureste, incorporando una reserva 3P de 16.1[a] / 91.5[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De continuar esta tendencia, las actividades de exploración y explotación apoyarán la reposición de las reservas por medio de descubrimientos y la reclasificación de los volúmenes de los campos existentes.

5.2.1 Evolución de los volúmenes originales

Al 1 de enero de 2022, el volumen original probado de aceite de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste es de 22,423.6[a] / 22,961.4[b] millones de barriles, lo cual representa 14.0[a] / 14.0[b] por ciento del volumen de Pemex en dicha categoría. En particular, el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc cuenta con la mayor parte del volumen original, con 15,732.8[a] / 15,732.8[b] millones de barriles de aceite, es decir, 69.2[a] / 68.5[b] por ciento del total de la subdirección. Por otro lado, el Activo de Producción Litoral de Tabasco registra 6,990[a] / 7,228.6[b] millones de barriles de aceite que representa el 30.8[a] / 31.5[b] por ciento del volumen en la subdirección.

Respecto a los volúmenes originales probable y posible de aceite, estos ascienden a 1,703.4[a] /

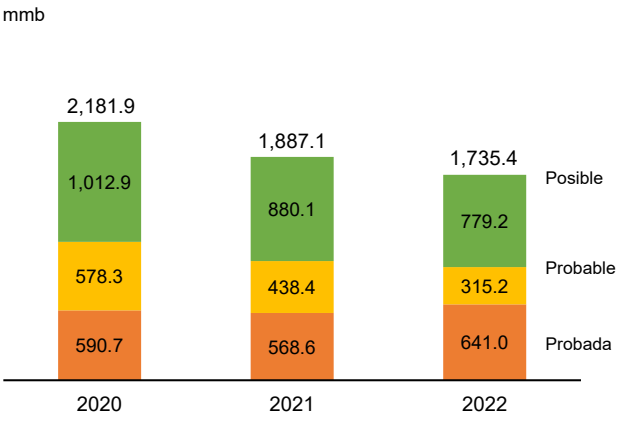


Figura 5.7 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

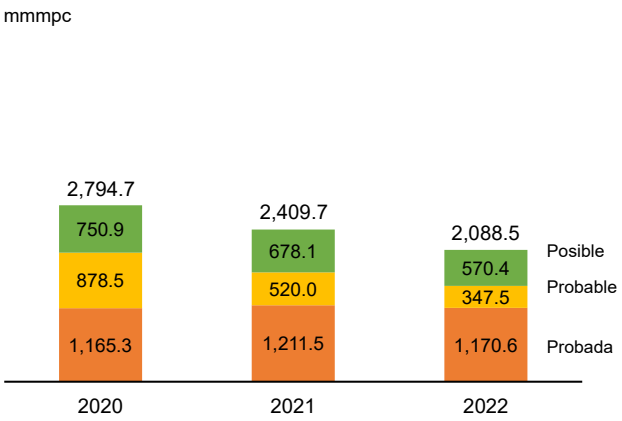


Figura 5.8 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

1,948.7[b] y 2,706.2[a] / 2,887.2[b] millones de barriles, equivalentes a 5.6[a] / 6.3[b] y 8.5[a] / 8.4[b] por ciento de los volúmenes de Petróleos Mexicanos, respectivamente.

El mayor volumen original probable de aceite corresponde al Activo de Producción Litoral de Tabasco con el 94.5[a] / 95.2[b] por ciento de la subdirección, es decir, 1,609.2[a] / 1,854.4[b] millones de barriles de aceite. Por otra parte, el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc cuenta con el 5.5[a] / 4.8[b] por ciento del volumen original probable regional, que representa 94.3[a] / 94.3[b] millones de barriles. De los 2,706.2[a] / 2,887.2[b] millones de barriles de volumen original posible de aceite, 2,311.2[a] / 2,492.2[b] millones de barriles corresponden a los campos del Activo de Producción Litoral de Tabasco, y 395.0[a] / 395.0[b] millones de barriles corresponden al Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc.

Con relación a los volúmenes originales probados de gas natural de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2022 se tienen 27,900.1[a] / 28,120.4[b] miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 13.9[a] / 14.0[b] por ciento del total de Pemex. El 58.4[a] / 58.0[b] por ciento regional corresponde al Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc, es decir, 16,305.6[a] / 16,305.6[b] miles de millones de pies cúbicos y 11,594.5[a] / 11,814.7[b] miles de millones de pies cúbicos están distribuidos en los campos del Activo de Producción Litoral de Tabasco, equivalentes al 41.6[a] / 42.0[b] por ciento de la subdirección. En lo referente a los volúmenes originales probables de gas natural, éstos ascienden a 1,459.1[a] / 1,634.1[b] miles de millones de pies cúbicos, el 81.8[a] / 83.8[b] por ciento del volumen original probable de la subdirección corresponde al Activo de Producción Litoral de Tabasco y 18.2[a] / 16.2[b] por ciento al Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc.

Para el caso de los volúmenes posibles, estos se ubican en 2,121.4[a] / 2,238.6[b] miles de millones de pies cúbicos de gas. El Activo de Producción Litoral de Tabasco con el 85.2[a] / 86.0[b] por ciento del volumen original posible de la subdirección, el 14.8[a] / 14.0[b] por ciento restante le corresponde a los campos del Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc. Con la adición de los 7 campos descubiertos durante 2021, pertenecientes al Activo de

Producción Litoral de Tabasco, se logró un incremento en el volumen original de este activo. El cuadro 5.5 ilustra el comportamiento histórico de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2020 a 2022.

5.2.2 Evolución de las reservas

Aceite crudo y gas natural

Las reservas probadas al 1 de enero de 2022 para la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste ascienden a 626.1[a] / 641.0[b] millones de barriles de aceite y 1,165.4[a] / 1,170.6[b] miles de millones de pies cúbicos de gas, lo que representa 11.3[a] / 11.3[b] y 11.8[a] / 12.0[b] por ciento respectivamente de las reservas probadas a nivel de Petróleos Mexicanos.

En cuanto al inventario de reservas probable y posible de aceite, éstas ascienden a 268.3[a] / 315.2[b] y 731.4[a] / 779.2[b] millones de barriles, contribuyendo con 6.6[a] / 7.3[b] y 17.1[a] / 15.8[b] por ciento, respectivamente, a las reservas de Petróleos Mexicanos de aceite en estas categorías. De esta forma, las reservas 2P y 3P alcanzan 894.4[a] / 956.2[b] y 1,625.7[a] / 1,735.4[b] millones de barriles de aceite, respectivamente. Para el gas natural, las reservas probable y posible se ubican en 329.8[a] / 347.5[b] y 517.5[a] / 570.4[b] miles de millones de pies cúbicos, que equivalen a 3.6[a] / 3.6[b] y 6.7[a] / 6.1[b] por ciento del total de Pemex en dichas categorías. Como resultado de lo anterior, las reservas 2P y 3P alcanzan 1,495.1[a] / 1,518.1[b] y 2,012.6[a] / 2,088.5[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

En las figuras 5.7 y 5.8, se presentan las variaciones de las reservas de aceite y gas natural, en los últimos tres años. Con relación a las reservas probada desarrollada y no desarrollada de la subdirección, éstas registran valores de 441.9[a] / 443.1[b] y 184.2[a] / 197.9[b] millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se alcanzan 883.7[a] / 884.3[b] y 281.7[a] / 286.3[b] miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.La reserva probada de aceite crudo es 626.1[a] / 641.0[b] millones de barriles, y está constituida, en función de su densidad, por 145.2[a] / 160.2[b] millones de barriles de aceite pesado,

Cuadro 5.6 Composición de las reservas de hidrocarburos de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2022.

		Aceite			Gas natural	
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado
Reserva	Activo	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc
1P[a]		**145.2**	**314.4**	**166.5**	**770.7**	**394.7**
1P[b]		**160.2**	**314.4**	**166.5**	**775.9**	**394.7**
	Abkatún-Pol-Chuc	14.5	122.6	28.7	369.3	130.4
	Litoral de Tabasco	145.7	191.7	137.8	406.6	264.3
2P[a]		**254.9**	**425.7**	**213.7**	**1,052.9**	**442.2**
2P[b]		**288.4**	**454.1**	**213.7**	**1,075.9**	**442.2**
	Abkatún-Pol-Chuc	14.5	133.0	38.1	456.3	130.4
	Litoral de Tabasco	273.9	321.1	175.7	619.5	311.8
3P[a]		**600.9**	**751.5**	**273.3**	**1,556.5**	**456.2**
3P[b]		**678.0**	**784.1**	**273.3**	**1,632.3**	**456.2**
	Abkatún-Pol-Chuc	14.5	139.8	39.2	461.7	144.4
	Litoral de Tabasco	663.5	644.3	234.1	1,170.7	311.8

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

equivalente a 23.2[a] / 25.0[b] por ciento de la reserva, 344.7[a] / 344.7[b] millones de barriles de aceite ligero, lo que representa el 55.1[a] / 53.8[b] por ciento, y 136.1[a] / 136.1[b] millones de barriles restantes corresponden a superligero, es decir, 21.7[a] / 21.2[b] por ciento del total probado de la subdirección.

En lo referente a la reserva probada de gas natural, esta asciende a 1,165.4[a] / 1,170.6[b]. El cuadro 5.6 presenta la composición de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite y gas natural. La reserva probada de aceite, al 1 de enero de 2022, administrada por el Activo de Producción Litoral de Tabasco, es de 460.3[a] / 475.2[b] millones de barriles, que representan 8.3[a] / 8.4[b] por ciento del total de Petróleos Mexicanos, mientras que 165.8[a] / 165.8[b] millones de barriles de aceite equivalen a 3.0[a] / 2.9[b] por ciento de las reservas de la nación, administrada por el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc. La reserva probada de aceite a nivel subdirección tuvo una variación positiva de 237.7[a] / 251.2[b] millones de barriles, con respecto a la reportada el 1 de enero de 2021. De ésta, la reserva probada desarrollada registró un incremento de 281.9[a] / 283.1[b] millones de barriles de aceite, mientras la reserva probada no desarrollada disminuyó en 44.2[a] / 31.8[b] millones de barriles. Para el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc la reserva probada, presentó una variación positiva de 64.7[a] / 64.7[b] millones de barriles, resultado de la sumatoria de las variaciones positivas en la reserva probada desarrollada de 64.2[a] / 64.2[b] millones y de la variación positiva en la reserva probada no desarrollada de 0.5[a] / 0.5[b] millones de barriles.

Estas variaciones en la reserva probada de aceite se deben fundamentalmente al concepto de revisiones, asociado al comportamiento presión-producción de los campos. El Activo de Producción Litoral de Tabasco registró en su reserva probada de aceite al 1 de enero de 2022 un incremento de 173.0[a] / 186.6[b] millones de barriles. Esto es resultado del incremento en la reserva probada desarrollada por 217.7[a] / 218.9[b] millones de barriles y un decremento de 44.7[a] / 32.3[b] millones en la probada no desarrollada. Al 1 de enero de 2022, las reservas probadas de gas natural de la subdirección de producción ascienden a 1,165.4[a] / 1,170.6[b] miles de millones de pies cúbicos, concentrándose 499.7[a] / 499.7[b] miles de millones de pies cúbicos en el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc, mientras que el Activo de Producción Litoral de Tabasco participa con 665.7[a] / 670.9[b] miles de millones de pies cúbicos. La reserva probada de gas natural a nivel subdirección reporta una variación positiva por 304.2[a] / 308.8[b] miles de millones de pies cúbicos. Esta variación se compone por un incremento de 348.1[a] / 348.7[b] miles de millones de pies cúbicos de gas en reserva probada desarrollada y un decremento de 43.9[a] / 39.9[b] miles de millones de pies cúbicos en la reserva no desarrollada, de los cuales el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc registró un incremento en la reserva probada de 102.1[a] / 102.1[b] y el Activo de Producción Litoral de Tabasco, incrementó en 202.1a / 206.7b miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las variaciones mencionadas se originan por el efecto de desarrollo y revisión de campos.

La reserva probable de aceite crudo al 1 de enero de 2022 presenta un decremento de 161.8[a] / 123.1[b] millones de barriles de aceite, resultando del balance del decremento de 37.9[a] / 37.9[b] millones de barriles del Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc y el decremento de 123.9[a] / 85.3[b] millones de barriles de aceite del Activo de Producción Litoral de Tabasco, esto debido principalmente a las variaciones originadas por el efecto de la delimitación, desarrollo y revisión de campos. Respecto a la reserva

probable de gas de la subdirección, ésta presentó un decremento de 184.9[a] / 172.5 [b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con respecto al 1 de enero de 2021.

Esta variación se compone por el decremento en el Activo de Producción Litoral de Tabasco de 148.1[a] / 135.7[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural y el decremento del Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc de 36.8[a] / 36.8[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Los principales decrementos se dieron por la actualización del plan de explotación en los campos Teca, Jaatsul, Hok y Pokche. Al 1 de enero de 2022, las reservas posibles de aceite y gas natural de la subdirección ascienden a 731.4[a] / 779.2[b] millones de barriles y 517.5[a] / 570.4[b] miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. La reserva posible de aceite presenta una variación negativa de 128.6[a] / 100.9[b] millones de barriles. De los cuales el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc tuvo un decremento por 16.1[a] / 16.1[b] millones de barriles de aceite y el Activo de Producción Litoral de Tabasco un decremento de 112.5[a] / 84.8[b] millones de barriles de aceite crudo, esta variación se sitúa fundamentalmente en el campo Pokche por delimitación y en el campo Teekit Profundo debido a su comportamiento dinámico de producción.

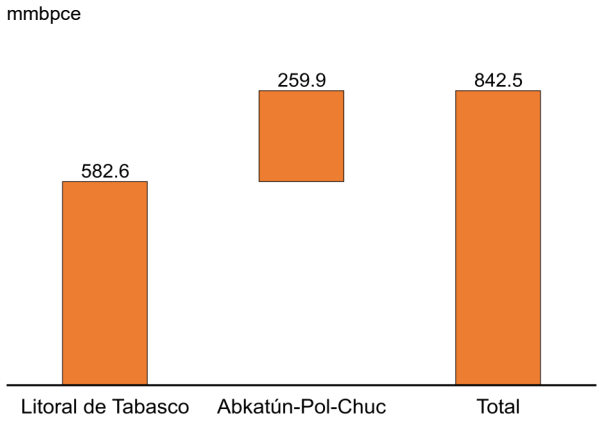


Figura 5.9 Reservas probadas al 1 de enero de 2022, distribuidas por activo en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

En relación con la reserva posible de gas natural de la subdirección, se observa un decremento de 151.1[a] / 107.7 [b] miles de millones de pies cúbicos. El Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc registra un decremento de 20.7[a] / 20.7[b] y el Activo de Producción Litoral de Tabasco tuvo un decremento por 130.5[a] / 87.0[b] miles de millones de pies cúbicos,

Cuadro 5.7 Distribución de las reservas remanentes de gas de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2022.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada[a]		**1,165.4**	**890.9**	**688.1**
Probada[b]		**1,170.6**	**894.6**	**691.0**
	Abkatún-Pol-Chuc	499.7	418.9	323.3
	Litoral de Tabasco	670.9	475.7	367.8
Probable[a]		**329.8**	**236.8**	**182.7**
Probable[b]		**347.5**	**247.0**	**190.7**
	Abkatún-Pol-Chuc	87.0	75.1	58.0
	Litoral de Tabasco	260.5	171.9	132.8
Posible[a]		**517.5**	**357.6**	**276.0**
Posible[b]		**570.4**	**388.6**	**300.4**
	Abkatún-Pol-Chuc	19.3	14.4	11.1
	Litoral de Tabasco	551.1	374.2	289.2

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

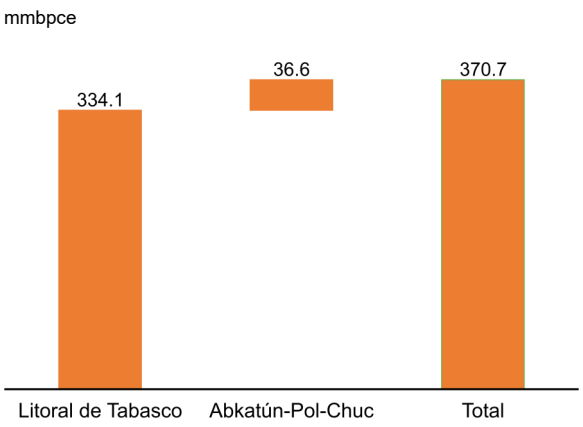


Figura 5.10 Reservas probables al 1 de enero de 2022, distribuidas por activo en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

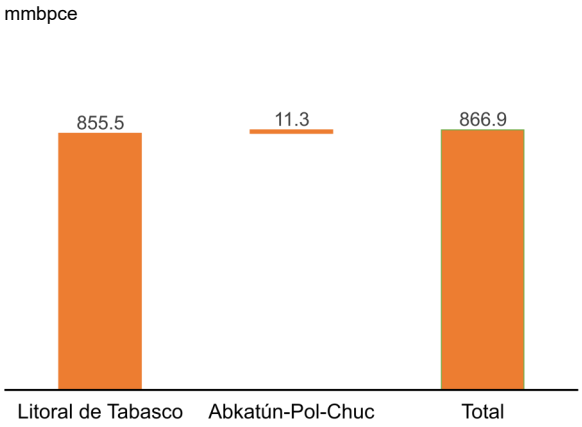


Figura 5.11 Reservas posibles al 1 de enero de 2022, distribuidas por activo en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

los decrementos se deben a la revisión del comportamiento dinámico de los campos en producción. El cuadro 5.7 muestra las reservas de gas natural por activo en sus diferentes categorías, incluyéndose el gas entregado en planta y el gas seco.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2022, asciende a 826.6[a] / 842.5[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este volumen representa 11.3[a] / 11.3[b] por ciento del total de Petróleos Mexicanos, con relación al 1 de enero de 2021, la reserva presenta una variación de 269.5[a] / 283.8[b] millones de barriles. En la figura 5.9, se observa que el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc reporta 259.9[a] / 259.9[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente que representa 31.4[a] / 30.8[b] por ciento del total de la Subdirección, teniendo una variación positiva de 75.8[a] / 75.8[b] millones de barriles con respecto al año anterior. Por otra parte, el Activo de Producción Litoral de Tabasco reporta 566.7[a] / 582.6[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que significa el 68.6[a] / 69.2[b] por ciento del total de la subdirección, presentando un incremento de 193.7[a] / 208.1[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La reserva probable de la subdirección al 1 de enero de 2022 se estima en un volumen de 321.4[a] / 370.7[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este volumen representa 5.7[a] / 6.2[b] por ciento de la reserva total de Petróleos Mexicanos. La figura 5.10 presenta la distribución de las reservas a nivel activo de producción. Este volumen de reservas muestra una variación negativa de 204.9[a] / 164.8[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En particular, los campos del Activo de Producción Litoral de Tabasco presentaron un decremento, por un total de 158.5[a] / 118.3[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, como resultado de la delimitación, desarrollo y revisiones, en tanto el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc presenta una variación negativa de 46.5[a] / 46.5[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente debido al desarrollo y a las revisiones de los campos por su comportamiento de producción. Al 1 de enero de 2022, la reserva posible de la subdirección en

términos de petróleo crudo equivalente se estima en 811.9[a] / 866.9[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, como se muestra en la figura 5.11. Este volumen representa 14.5[a] / 13.1[b] por ciento de la reserva en esta categoría de Petróleos Mexicanos, a la fecha indicada se presenta un variación negativa de 166.7[a] / 133.3[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en tanto que por activo de producción, el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc, reporta un decremento por 20.6[a] / 20.6[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, y el Activo de Producción Litoral de Tabasco registró una variación negativa de 146.1[a] / 112.7[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Adicionalmente, a nivel subdirección en el rubro de revisiones se tuvo una variación negativa de 63.8[a] / 66.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La figura 5.12 ilustra el balance de la reserva 3P de petróleo crudo equivalente de la subdirección al 1 de enero de 2022 y años anteriores.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste es de 3.4[a] / 3.5[b] años, considerando una producción constante de 240.4[a] / 240.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, para el caso de la reserva 2P la relación resulta de 4.8[a] / 5.0[b], mientras que utilizando la reserva 3P es de 8.2[a] / 8.7[b] años.

En particular, los Activos de Producción Abkatun-Pol -Chuc y Activo de Producción Litoral de Tabasco, considerando su reserva probada, estos tienen una relación de 3.0[a] / 3.0[b] y 3.7[a] / 3.8[b] años respectivamente. Para las reservas 2P en petróleo crudo equivalente, la relación resulta de 3.4[a] / 3.4[b] y 5.6[a] / 6.0[b] años para los activos de producción Abkatun-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, respectivamente. En el caso de las reservas 3P o totales, en petróleo crudo equivalente, los valores son 3.5[a] /3.5[b] años para el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc y 10.8[a] / 11.6[b] años para el Activo de Producción Litoral de Tabasco.

Reservas por tipo de fluido

Las reservas de hidrocarburos por tipo de fluido son mostradas en el cuadro 5.8, referidas a partir del 1 de enero de 2020, se observa que la reserva probada remanente de la Subdirección de Producción Región

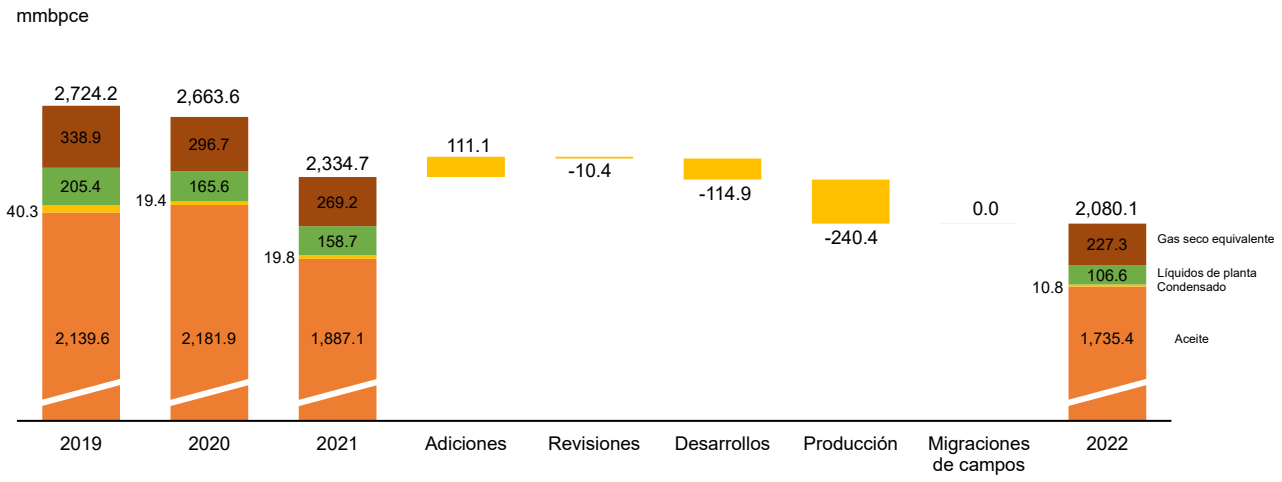


Figura 5.12 Elementos de cambio en la reserva total de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

Cuadro 5.8 Evolución histórica de las reservas por tipo de fluido en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2020	**Total[a]**	**1,942.3**	**16.5**	**145.0**	**259.7**	**2,363.4**
	Total[b]	**2,181.9**	**19.4**	**165.6**	**296.7**	**2,663.6**
	Probada	590.7	8.3	74.5	133.8	807.4
	Probable	578.3	5.4	51.6	92.1	727.4
	Posible	1,012.9	5.7	39.5	70.8	1,128.8
2021	**Total[a]**	**1,681.0**	**16.1**	**137.4**	**232.9**	**2,067.4**
	Total[b]	**1,887.1**	**19.8**	**158.7**	**269.2**	**2,334.7**
	Probada	568.6	9.7	81.9	138.9	799.1
	Probable	438.4	4.3	34.4	58.4	535.5
	Posible	880.1	5.8	42.4	71.9	1,000.2
2022	**Total[a]**	**1,625.7**	**10.5**	**103.2**	**220.5**	**1,960.0**
	Total[b]	**1,735.4**	**10.8**	**106.6**	**227.3**	**2,080.1**
	Probada	641.0	6.3	62.3	132.9	842.5
	Probable	315.2	1.7	17.2	36.7	370.7
	Posible	779.2	2.9	27.1	57.8	866.9

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

Marina Suroeste al cierre de 2021 es de 826.6[a] / 842.5[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone en 75.7[a] / 76.1[b] por ciento de aceite crudo, 0.8[a] / 0.7[b] por ciento de condensado, 7.5[a] / 7.4[b] por ciento de líquidos de planta y 16.0[a] / 15.8[b] por ciento de gas seco equivalente a líquido. Para el caso de la reserva probable de la subdirección, el volumen de 321.4[a] / 370.7[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está constituido por 83.5[a] / 85.0[b] por ciento de aceite crudo, 0.5[a] / 0.4[b] por ciento de condensado, 5.1[a] / 4.6[b] por ciento de líquidos de planta y 10.9[a] / 9.9[b] por ciento de gas seco equivalente a líquido. La reserva posible de petróleo crudo equivalente de la subdirección asciende a 811.9[a] / 866.9[b] millones de barriles y está distribuida en 90.1[a] / 89.9[b] por ciento de aceite crudo, 0.3[a] / 0.3[b] por ciento de condensado, 3.1[a] / 3.1[b] por ciento de líquidos de planta y 6.5[a] / 6.7[b] por ciento de gas seco equivalente a líquido.

5.3 Subdirección de Producción Región Norte

El área de las asignaciones pertenecientes a la Subdirección de Producción Región Norte comprende los estados de Coahuila, Hidalgo, Nuevo León, Puebla, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz. Actualmente la Subdirección de producción cuenta con 193 asignaciones: 141 de extracción, 39 a resguardo y 13 de exploración/ extracción. Administrativamente, la Subdirección de Producción Región Norte está constituida por tres Activos de Producción: Reynosa, Poza Rica-Altamira y Veracruz.

Los Activos de Producción se enfocan primordialmente a las actividades de desarrollo de campos y a la optimización de la operación y explotación de estos. El Activo de Producción Poza Rica-Altamira administra los campos del Paleocanal de Chicontepec, los campos maduros de Poza Rica

-Altamira y los campos marinos de Aguas Profundas. Los Activos de Exploración Marina Norte y Terrestre Norte tienen como objetivo principal la incorporación de reservas por actividades de esta índole, así como la evaluación del potencial Petrolero que presentan las cuencas de Burgos, Sabinas, Tampico-Misantla y la porción Norte del Golfo de México Profundo.

En 2018 en la Subdirección se firmó una migración a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en zonas terrestres convencionales y no convencionales referente al área contractual Miquetla del Activo de Producción Poza Rica-Altamira. Así también, dos migraciones a contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida para el área contractual Misión del Activo de Producción Reynosa y el área contractual Ébano del Activo de Producción Poza Rica-Altamira.

Debido a la superficie que comprende, la Subdirección de Producción Región Norte opera el mayor número de campos y consecuentemente registra la mayor actividad de desarrollo en el país. Asimismo, produce una gran variedad de hidrocarburos, desde gas seco, gas húmedo, gas y condensado, hasta aceite ligero e incluso aceite pesado. Específicamente, en los Activos de Producción Reynosa y Veracruz, producen en su mayor parte gas no asociado, mientras que el Activo de Producción Poza Rica-Altamira es productor primordialmente de aceite.

Durante el año 2021, la Subdirección alcanzó una producción de hidrocarburos de 35.3 millones de barriles de aceite y 323.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, los cuales significaron 76.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Lo que representó con respecto a la producción de Pemex, el 5.5[a] / 5.5[b], 18.9[a] / 18.9[b] y 9.0[a] / 9.0[b] por ciento, de aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente respectivamente.

Con respecto a las actividades de desarrollo realizadas durante 2021, en la Subdirección se terminaron 48 pozos, de los cuales 34 fueron terminados en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira, 11 en el Activo de Producción Reynosa y 3 en el Activo de Producción Veracruz. Durante el año 2021 se continuó con la actividad exploratoria en esta Subdirección donde se tuvieron los siguientes descubrimientos que permitieron incorporar reservas de aceite y gas. En la Cuenca de Veracruz los pozos Kuun-1 y Tum-1 y en la cuenca Tampico Misantla el pozo Chawila-1, en conjunto incorporaron una reserva 3P que asciende a 0.00[a] / 125.2[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Cuadro 5.9 Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos en la Subdirección de Producción Región Norte.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2020	**Total[a]**	**89,621.6**	**119,413.3**
	Total[b]	**89,621.6**	**119,413.3**
	Probado	38,899.1	75,153.3
	Probable	23,062.6	18,538.8
	Posible	27,660.0	25,721.1
2021	**Total[a]**	**90,027.5**	**122,707.3**
	Total[b]	**90,027.5**	**122,707.3**
	Probado	39,128.7	77,279.4
	Probable	23,090.8	18,642.0
	Posible	27,808.0	26,785.9
2022	**Total[a]**	**88,134.3**	**119,060.3**
	Total[b]	**90,431.4**	**124,014.5**
	Probado	39,085.7	77,992.6
	Probable	23,169.7	19,124.5
	Posible	28,175.9	26,897.5

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

5.3.1 Evolución de los volúmenes originales

Los volúmenes originales de aceite y gas natural durante los últimos tres años se muestran en el cuadro 5.9. Se observa que el volumen probado de la Subdirección, al 1 de enero de 2022, presenta 39,061.51[a] / 39,085.7[b] millones de barriles de aceite, que representa el 23.8[a] / 23.8[b] por ciento del volumen de aceite de Pemex. En cuanto al volumen probado de gas natural, la Subdirección tiene 77,921.4[a] / 77,992.6[b] miles de millones de pies cúbicos, que significa 38.7[a] / 38.7 [b] por ciento del total de Pemex.

El Activo de Producción Poza Rica-Altamira posee los mayores volúmenes probados con 37,062.5[a] / 37,067.3[b] millones de barriles de aceite y 46,485.3[a] / 46,489.6[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que significan 94.8[a] / 94.8[b] y 59.6[a] / 59.6[b] por ciento del total de la Subdirección. El Activo de Producción Veracruz presenta un volumen de aceite de 1,874.4[a] / 1,893.9[b] millones de barriles y 12,113.4[a] / 12,180.2[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Finalmente, el Activo de producción Reynosa presenta el volumen original de aceite más bajo con 124.5[a] / 124.5[b] millones de barriles de aceite debido a que es un Activo netamente productor de gas no asociado y donde el volumen reportado es de 19,322.7[a] / 19,322.7[b] miles de millones de pies cúbicos.

Los volúmenes originales probables de aceite y gas natural de la Subdirección son 23,084.5[a] / 23,169.7[b] millones de barriles y 18,896.1[a] / 19,124.5[b] miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Las cifras anteriores representan 75.0[a] / 75.3[b] y 78.4[a] / 79.3[b] por ciento de los totales de Pemex correspondientes. El Activo de Producción Poza Rica-Altamira presenta el mayor volumen probable de la Subdirección con 22,748.4[a] / 22,773.5[b] millones de barriles de aceite y 14,972.8[a] / 14,995.9[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural que, con respecto a los volúmenes probables de aceite y gas natural de la Subdirección, significan 98.2[a] / 98.3[b] y 78.3[a] / 78.4[b] por ciento respectivamente.

El Activo de Producción Reynosa tiene volúmenes originales probables de aceite y gas natural por 1.7[a] / 1.7[b] millones de barriles y 1,524.4[a] / 1,524.4[b] miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Mientras que los volúmenes originales probables del Activo de Producción Veracruz se sitúan en 334.4[a] / 394.5[b] millones de barriles de aceite y 2,398.9[a] / 2,604.2[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Los volúmenes originales posibles de aceite y gas natural reportados por la Subdirección al 1 de enero de 2022 son de 26,024.9[a] / 28,175.9[b] millones de barriles y 22,277.2[a] / 26,897.5[b] miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Estos volúmenes, a nivel Pemex, representan 75.5[a] / 81.7[b] por ciento para el aceite y 67.1[a] / 81.0[b] por ciento para el gas. A nivel Activo, el Activo de Producción Poza Rica-Altamira presenta el mayor volumen posible de la Subdirección con 25,684.0[a] / 27,666.3[b] millones de barriles de aceite y 17,674.9[a] / 21,791.6[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural que, con respecto a los volúmenes posibles de aceite y gas natural de la Subdirección, representan 91.2[a] / 98.2[b] y 65.7[a] / 81.0[b] por ciento respectivamente. El Activo de Producción Reynosa contabiliza volúmenes originales posibles de aceite de 2.0[a] / 2.0[b] millones de barriles en cuanto a su volumen original de gas natural este es de 1,979.4[a] / 1,979.4[b] miles de millones de pies cúbicos. Los

volúmenes originales posibles del Activo de Producción Veracruz son 338.9[a] / 507.6[b] millones de barriles de aceite y 2,622.9[a] / 3,126.5[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de estos volúmenes el campo Ixachi contribuye con 338.9[a] / 338.9[b] millones de barriles y 2,605.1[a] / 2,605.1[b] miles de millones de pies cúbicos de gas.

Es de suma importancia hacer referencia que los campos del Activo de Producción Reynosa y del Activo de Producción Veracruz producen gas no asociado principalmente, por eso es conveniente subdividir los volúmenes originales de gas natural en asociado y no asociado. Los volúmenes originales en la Subdirección de gas natural asociado y no asociado en la categoría probada, alcanzan 48,110.4[a] / 48,121.3[b] y 29,811.0[a] / 29,871.2[b] miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

En el caso del volumen original de gas asociado, el mayor porcentaje a nivel Subdirección corresponde al Activo de Producción Poza Rica-Altamira con 94.0[a] / 94.0[b] por ciento, en tanto que para el volumen de gas no asociado el mayor porcentaje se ubica en el Activo de Producción Reynosa con 60.5[a] / 60.5[b] por ciento.

Específicamente, el volumen original probado de gas no asociado en la Subdirección está conformado en su mayor parte por gas húmedo no asociado con 13,397.5[a] / 13,397.5[b] miles de millones de pies cúbicos, seguido del gas seco cuyo volumen se encuentra en 9,318.1[a] / 9,318.1[b] miles de millones de pies cúbicos, en tanto 7,095.4[a] / 7,155.7[b] miles de millones de pies cúbicos corresponden a yacimientos de gas y condensado. El volumen original probable de gas natural al 1 de enero de 2022 alcanzó 18,896.1[a] / 19,124.5[b] miles de millones de pies cúbicos, correspondiendo al volumen de gas asociado 14,478.8[a] / 14,518.1[b] miles de millones de pies cúbicos y 4,421.3[a] / 4,606.3[b] miles de millones de pies cúbicos al gas no asociado. El Activo de Producción Poza Rica-Altamira concentra los mayores volúmenes de gas asociado con 97.6[a] / 97.7[b] por ciento.

El volumen original probable de gas no asociado está conformado por 2,410.2[a] / 2,595.3[b] de gas y condensado, 1,602.2[a] / 1,602.2[b] miles de millones de pies cúbicos de gas húmedo no asociado y 408.9[a] / 408.9[b] miles de millones de pies cúbicos de gas seco. Finalmente, el volumen original posible de gas natural alcanza 22,277.2[a] / 26,897.5[b] miles de millones de pies cúbicos; específicamente, 17,931.0[a] / 22,112.5[b] miles de millones de pies cúbicos son atribuibles a volúmenes originales de campos de gas asociado y 4,346.2[a] / 4,785.0[b] miles de millones de pies cúbicos corresponden a volúmenes de campos de gas no asociado. Los mayores volúmenes originales en la categoría posible de gas asociado, se ubica en los campos del Activo de Producción Poza Rica-Altamira con 17,674.9[a] / 21,791.6[b] miles de millones de pies cúbicos, es decir, 79.9[a] / 98.5[b] por ciento. Mientras que los correspondientes volúmenes originales posibles de gas no asociado se ubican en los campos del Activo de Producción Veracruz, que concentra 2,622.9[a] / 3,061.7[b] miles de millones de pies cúbicos, es decir, 54.8[a] / 64.0[b] por ciento.

Los volúmenes originales de gas no asociado en la Subdirección están conformados por 975.9[a] / 975.9[b] miles de millones de pies cúbicos de gas seco, 725.9[a] / 725.9[b] miles de millones de pies cúbicos de gas húmedo, y 2,644.4[a] / 3,083.2[b] de gas y condensado.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2022, los volúmenes originales de aceite y gas natural de la Subdirección Producción Región Norte tienen una variación en la categoría probada de 67.1[a] / -42.9[b] millones de barriles de aceite y 642.0[a] / 713.2[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente.

En comparación con el año anterior, el volumen original de aceite en la categoría probable, al 1 de enero de 2022, la Subdirección registra -6.3[a] / 79[b] millones de barriles. En cuanto al volumen original probable de gas natural de la Subdirección, se registra un incremento con respecto al año anterior por 254.1[a] / 482.5[b] miles de millones de pies cúbicos.

El volumen original de aceite de la categoría posible de la Subdirección presenta una variación de -1,783.1[a] / 367.9[b] millones de barriles, con respecto al año anterior, debido a la incorporación de los campos Chawila en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira con 0.0[a] / 208.2[b] millones de barriles, Kuun y Tum en el Activo de Producción Veracruz con 0.0[a] / 100.5[b] y 0.0[a] / 68.2[b] millones de barriles respectivamente.

En cuanto al volumen original de gas natural posible, se observa una variación de -4,508.7[a] / 111.6[b] miles de millones de pies cúbicos, aun cuando la incorporación en conjunto de los campos Chawila, Kuun y Tum fue de 0.0[a] / 694.6[b] miles de millones de pies cúbicos, esta se vio disminuida por la revisión de volúmenes originales en otros campos de la Subdirección. En los valores CNH, los campos Doctus, Maximino, Nobilis no son reportados, la suma de los volúmenes originales para estos campos en la categoría posible es de 1,774.1 millones de barriles y 3,925.7 miles de millones de pies cúbicos. De igual manera se encuentran los campos Chawila, Kuun y Tum que en conjunto tienen un volumen original en la categoría posible por 376.8 millones de barriles y 694.6 miles de millones de pies cúbicos.

5.3.2 Evolución de las reservas

Las reservas probadas de la Subdirección al 1 de enero de 2022 son de 1039.6[a] / 1,045.2[b] millones de barriles de aceite y 4,369.1[a] / 4,385.6[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Respecto a las reservas probadas desarrolladas, alcanzan 371.3[a] / 371.8[b] millones de barriles de aceite y 2,010.8[a] / 2,011.2[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, mientras que las no desarrolladas son 668.3[a] /673.4[b] millones de barriles de aceite y 2358.3[a] /2,374.4[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

En cuanto a las reservas probables, éstas alcanzaron 1,816.8[a] /1,838.8[b] millones de barriles de aceite y 7,018.0[a] / 7,072.4[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, mientras que las reservas posibles son de 1,708.5[a] / 2,138.4[b] millones de barriles de aceite y 6,111.4[a] / 7,169.0[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Con respecto a las reservas 2P de la Subdirección, es decir, la adición de las reservas probadas más probables, éstas se sitúan en 2.856.4[a] / 2,884.0[b] millones de barriles de aceite y 11,387.1[a] / 11,458.0[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural y las reservas 3P o adición de las reservas probadas más probables más posibles, se ubicaron en 4,564.9[a]/ 5,022.4[b] millones de barriles de aceite y 17,498.5[a] / 18,627.0[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En las figuras 5.13 y 5.14 se observa la evolución histórica de las reservas remanentes de crudo y gas natural en las categorías probada, probable y posible. Asimismo, el cuadro 5.10 presenta la composición de acuerdo con el tipo de

Cuadro 5.10 Composición de las reservas de hidrocarburos de la Subdirección de Producción Región Norte, al 1 de enero de 2022.

		Aceite			Gas natural	
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado
Reserva	Activo	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc
1P[a]		**486.5**	**304.1**	**248.9**	**1,354.1**	**3,015.0**
1P[b]		**488.9**	**305.8**	**250.6**	**1,357.7**	**3,027.8**
	Poza Rica-Altamira	485.9	272.6	6.7	1,234.4	363.5
	Reynosa	0.0	0.0	3.0	77.5	648.8
	Veracruz	3.0	33.2	240.9	45.8	2,015.5
2P[a]		**1,285.3**	**1,007.2**	**563.9**	**4,797.2**	**6,590.0**
2P[b]		**1,296.0**	**1,016.3**	**571.8**	**4,812.4**	**6,645.6**
	Poza Rica-Altamira	1,282.9	980.7	67.9	4,634.5	957.9
	Reynosa	0.0	0.0	7.1	124.0	1,532.6
	Veracruz	13.1	35.5	496.8	53.9	4,155.2
3P[a]		**1,891.2**	**1,585.5**	**1,088.2**	**8,106.4**	**9,392.0**
3P[b]		**1,909.6**	**1,765.3**	**1,347.5**	**9,068.0**	**9,559.1**
	Poza Rica-Altamira	1,888.3	1,729.8	549.0	8,832.5	1,033.9
	Reynosa	0.0	0.0	8.1	176.5	1,937.6
	Veracruz	21.3	35.5	790.5	58.9	6,587.6

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

fluido y para cada uno de los Activos que conforman la Subdirección, en términos de las reservas 1P o probada, 2P y 3P. Con respecto a las reservas probadas totales de Pemex al 1 de enero de 2022, la Subdirección de Producción Región Norte representa el 18.7[a] / 18.4[b] y 44.4[a] / 45.1[b] por ciento para aceite y gas natural, respectivamente. En relación con las reservas probadas a nivel Subdirección, los mayores volúmenes de reservas de aceite se ubican en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira con 763.6[a] / 765.2[b] millones de barriles que representa el 73.4[a] / 73.2[b] por ciento. Respecto a la reserva probada de gas natural el Activo de Producción Veracruz tiene 2,046.2[a] / 2,061.4[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que con relación a la reserva probada de gas de la Subdirección representa el 46.8[a] / 47.0[b] por ciento.

La reserva probada desarrollada de aceite de la Subdirección de Producción Región Norte es 10.9[a] /10.9[b] por ciento con respecto al total de Pemex, en tanto que la reserva probada desarrollada de gas natural equivale a 33.7[a] / 35.1[b] por ciento del volumen total de Pemex. A nivel Subdirección, la reserva probada desarrollada de aceite del Activo de Producción Poza Rica-Altamira representa el 62.6[a] / 62.6[b] por ciento. En cuanto a la reserva de gas natural en la misma categoría, el Activo de Producción Veracruz concentra 50.6[a] / 50.5[b] por ciento del volumen de la Subdirección.

Referente a las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural de la Subdirección representan 31.0[a] / 29.5[b] y 60.8[a] / 59.3[b] por ciento, respectivamente, de los totales de Pemex. El Activo de Producción Poza Rica Altamira representa el porcentaje más elevado de las reservas de crudo y gas natural de la Subdirección en esta categoría con 79.5[a] / 79.1[b] y 48.3[a] / 48.0[b] por ciento. La Subdirección representa el 44.9[a] / 42.8[b] por ciento de las reservas probables de aceite y 76.6[a] / 73.4[b] por ciento de las reservas probables de gas natural a nivel Pemex. El Activo de Producción Poza Rica-Altamira contiene los mayores volúmenes de

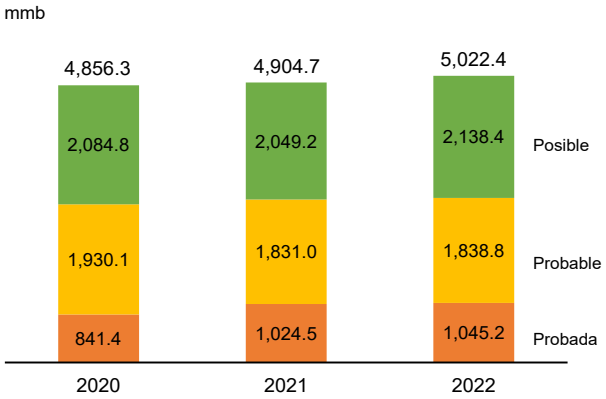


Figura 5.13 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Subdirección de Producción Región Norte.

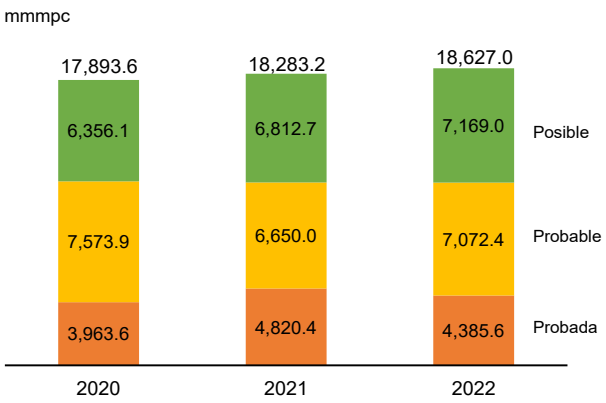


Figura 5.14 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Subdirección de Producción Región Norte.

reservas probables de aceite y gas natural, tanto a nivel Subdirección como de Pemex con 1,558.8[a] / 1,566.3[b] millones de barriles de aceite y 3988.3[a] / 3,994.5[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Estos volúmenes de reservas representan a nivel Subdirección el 85.8[a] / 85.2[b] y 56.8[a] / 56.5[b] por ciento para las reservas de aceite y gas natural, respectivamente; mientras que a nivel Pemex representan el 38.5[a] / 36.5[b] y 43.5[a] / 41.5[b] por ciento para las reservas de aceite y gas natural, respectivamente. Al 1 de enero de 2022 las reservas posibles de la Subdirección son 1,708.5[a] / 2,138.4[b] millones de barriles de aceite y 6111.4[a] / 7,169.0[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo cual representa el 39.9[a] / 43.5[b] y 79.6[a] / 76.4[b] por ciento respectivamente, del total de Pemex. El Activo de Producción Poza Rica-Altamira concentra los mayores volúmenes de reservas posibles de crudo y gas natural, en un contexto a nivel Subdirección, representan el 83.7[a] / 85.8[b] y 54.5[a] / 59.6[b] por ciento de las reservas de aceite y gas natural, respectivamente. Mientras que a nivel Pemex, las reservas de aceite y gas natural del Activo de Producción Poza Rica-Altamira representan 33.3[a] / 37.3[b] y 43.4[a] / 45.5[b] por ciento, respectivamente. Las reservas 3P de la Subdirección, es decir, la adición de las reservas probada, probable y posible alcanzan 4,564.9[a] / 5,022.4[b] millones de barriles de aceite y 17,498.5[a] / 18,627.0[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes de reservas permiten a la Subdirección de Producción Región Norte tener el 32.9[a] / 33.7[b] por ciento de las reservas totales de aceite de Pemex y 65.6[a] / 64.8[b] por ciento de las reservas totales de gas natural. En particular, el Activo de Producción Poza Rica-Altamira posee los porcentajes más altos de reservas 3P de crudo y gas de la Subdirección con 3,751.8[a] / 4,167.1[b] millones de barriles y 8,917.4[a] / 9,866.4[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, estos volúmenes representan 82.2[a] / 83.0[b] por ciento de la reserva 3P de aceite y 51.0[a] / 53.0[b] por ciento del volumen para el gas natural a nivel Subdirección.

Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite de la Subdirección al 1 de enero de 2022 alcanzó 1,039.6[a] / 1,045.2[b] millones de barriles que, al compararla con el año pasado, significó una variación positiva de 50.4[a] / 56.1[b] millones de barriles, siendo los Activos, Poza

Rica-Altamira y Veracruz los que presentaron una variación positiva por 45.9[a] / 47.6[b] y 7.1[a] / 11.1[b] millones de barriles de aceite, respectivamente. Al 1 de enero de 2022, la reserva probada de gas natural a nivel Subdirección asciende a 4,369.1[a] / 4,385.6[b] miles de millones de pies cúbicos. A nivel Activo, Reynosa presentó una disminución por 126.0[a] / 126.8[b] miles de millones de pies cúbicos, debido a la recategorización de esta reserva a la categoría probable por la aplicación del criterio de los 5 años o más, esto como consecuencia de no tener actividad de desarrollo en sus campos.

El Activo Veracruz también presentó un decremento de 64.9[a] / 49.8[b] miles de millones de pies cúbicos, principalmente por la revisión del comportamiento presión-producción del campo Ixachi, lo que contribuyó de manera importante a que a nivel Subdirección se presente una variación negativa de 126.9[a] / 111.2[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con respecto al año anterior. Para la reserva probable de aceite al 1 de enero de 2022, la Subdirección de Producción Región Norte alcanzó 1,816.8[a] / 1,838.8[b] millones de barriles de aceite y 7,018.0[a] / 7072.4[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Con respecto al año anterior, se tiene una variación de -14.2[a] / 7.8[b] millones de barriles, para el gas natural se registra un incremento 368.0[a] / 422.4[b] miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. A nivel Activo de producción, Poza Rica Altamira tuvo un decremento de 12.1[a] / 4.7[b], mientras que para Veracruz tuvo una variación de -5.0[a] / 9.5[b] millones de barriles de aceite. En tanto Reynosa presento un incremento en el gas natural por 510.4[a] / 510.4[b] miles de millones de pies cúbicos.

Al 1 de enero de 2022, la reserva posible de aceite de la Subdirección registra una variación positiva de 29.2[a] / 89.2[b] millones de barriles con respecto a los

Cuadro 5.11 Distribución de las reservas remanentes de gas de la Subdirección de Producción Región Norte, al 1 de enero de 2022.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada[a]		**4,369.1**	**3,702.4**	**3,621.9**
Probada[b]		**4,385.6**	**3,717.5**	**3,637.0**
	Poza Rica-Altamira	1,597.9	1,131.5	1,078.6
	Reynosa	726.3	548.8	522.9
	Veracruz	2,061.4	2,037.2	2,035.5
Probable[a]		**7,018.0**	**5,750.3**	**5,569.5**
Probable[b]		**7,072.4**	**5,799.8**	**5,618.8**
	Poza Rica-Altamira	3,994.5	2,927.4	2,778.8
	Reynosa	930.2	728.5	696.2
	Veracruz	2,147.7	2,143.9	2,143.9
Posible[a]		**6,111.4**	**5,175.9**	**5,006.8**
Posible[b]		**7,169.0**	**6,216.2**	**5,989.8**
	Poza Rica-Altamira	4,274.0	3,429.3	3,220.9
	Reynosa	457.6	352.2	334.2
	Veracruz	2,437.4	2,434.7	2,434.7

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

valores del año 2021. Esta variación positiva se ubicó principalmente en los Activos de Producción Poza Rica Altamira y Veracruz con 12.9[a] / 49.2[b] y 16.2[a] / 40.0[b] millones de barriles. En relación con la reserva posible de gas natural la Subdirección presentó un incremento de 209.9[a] / 356.3[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural con respecto a las cifras al 1 de enero de 2021. Este incremento se ubicó en los Activos de Producción Veracruz, Poza Rica Altamira y Reynosa con 39.0[a] / 155.2[b], 83.4[a] / 113.5[b] y 87.6[a] / 87.6[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente. La distribución de las reservas remanentes de gas por Activo se muestran en el cuadro 5.11.

Petróleo crudo equivalente

En términos de reservas probadas de petróleo crudo equivalente, el valor reportado por la Subdirección de Producción Región Norte, al 1 de enero de 2022, es de 1,784.2[a] / 1,792.8[b] millones de barriles, lo que a nivel Pemex representa 24.3[a] / 24.1[b] por ciento. La figura 5.15 ilustra la distribución por Activo de estas reservas. Al comparar estas reservas con las del año anterior, se registra una variación positiva de 0.9[a] / 9.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, donde la mayor variación positiva se ubica en el Activo de Producción Poza Rica Altamira con 47.5[a] / 49.3[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Asimismo, los Activos de Producción Reynosa y Veracruz presentaron disminuciones por 26.5[a] / 26.6[b] y 20.1[a] / 13.3[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Respecto a la reserva probable, expresada en petróleo crudo equivalente, es de 2,995.3[a] / 3,026.9[b] millones de barriles, el cual representa el 53.4[a] / 50.9[b] por ciento del total de Pemex, figura 5.16.

Con referencia al año anterior, la Subdirección registra una variación de -16.4[a] / 15.2[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la mayor variación positiva se presenta en el Activo de Producción Reynosa con 85.8[a] / 85.8[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en tanto los Activos de Producción Poza Rica Altamira y Veracruz presentaron disminuciones por 77.3[a] / 69.2[b] y 24.9[a] / 1.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. En relación a la reserva posible de petróleo crudo equivalente, ésta alcanzó 2,768.9[a] / 3,420.1[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que significa el 49.3[a] / 51.9[b] por ciento del volumen total de Pemex.

La figura 5.17 ilustra la distribución de la reserva posible en los Activos que conforman la Subdirección de Producción Región Norte.

En comparación al año anterior, se presenta una variación positiva de reservas por 14.2[a] / 104.0[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, donde los Activos de Producción Veracruz y Reynosa tuvieron incrementos por 23.5[a] / 69.3[b] y 12.3[a] / 12.3[b], en el caso del Activo Poza Rica Altamira se tiene una variación de -21.6[a] / 22.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

La adición de las reservas probada, probable y posible, es decir, la reserva 3P de la Subdirección al 1 de enero de 2022 alcanza 7,548.5[a] / 8,239.8[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra que significa el 40.7[a] / 41.3[b] por ciento de la reserva de Pemex en esta categoría. A nivel Subdirección, el Activo de Producción Poza Rica-Altamira representa 68.2[a] / 70.0[b] por ciento de la reserva 3P.

La reserva 3P varió en -1.3[a] / 128.5 [b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en

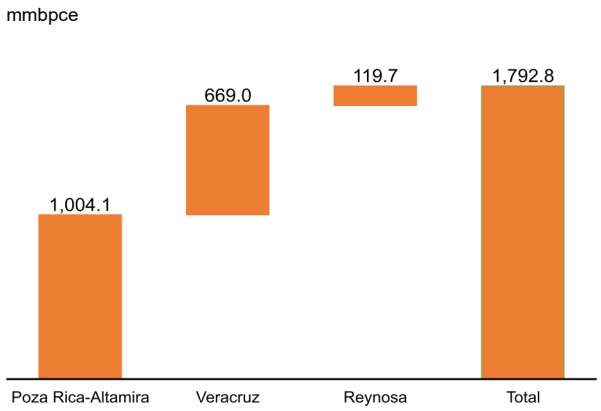


Figura 5.15 Reservas probadas al 1 de enero de 2022, distribuidas por activo en la Subdirección de Producción Región Norte.

comparación con la evaluación al 1 de enero de 2021, las principales variaciones están en el Activo de Producción Reynosa con 71.6 [a] / 71.5 [b] y el Activo de Producción Veracruz el cual varió en 21.5[a] /-54.6[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

La figura 5.18 presenta los elementos de cambio para la reserva 3P de la Subdirección de Producción Región Norte.

Relación reserva-producción

La relación reserva-producción de la reserva probada de la Subdirección de Producción Región Norte al 1 de enero de 2022 en petróleo crudo equivalente es de 23.4[a] / 23.5[b] años. Para el caso de la relación reserva-producción del aceite, para la misma categoría, el valor es de 29.5[a] / 29.6[b] años.

El valor alcanzado para la relación reserva-producción del gas es de 13.5[a] /13.6[b] años. Cuando se considera la suma de las reservas probadas y probables, es decir, la reserva 2P, la relación reserva -producción de la Subdirección de Producción Región Norte para petróleo crudo equivalente, aceite y gas natural resulta en 62.7[a] / 63.3[b], 81.0[a] / 81.7[b] y 35.2[a] / 35.4[b] años, respectivamente.

Para la reserva total o 3P, la cual resulta de adicionar las reservas probadas, probables y posibles, la relación reserva-producción en petróleo crudo equivalente, aceite y gas natural alcanza 99.1[a] / 108.2[b], 129.4[a] / 142.3[b] y 54.1[a] / 57.6[b] años, respectivamente.

Reservas por tipo de fluido

El cuadro 5.12 presenta la evolución histórica de las reservas por tipo de fluido para la de la Subdirección de Producción Región Norte. De esta forma, se puede determinar que 58.3[a] / 58.3[b] por ciento de su reserva probada corresponde a crudo, 39.0[a] / 39.0[b]

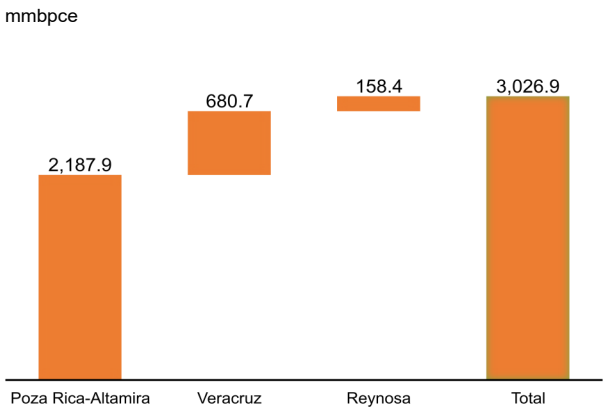


Figura 5.16 Reservas probables al 1 de enero de 2022, distribuidas por activo en la Subdirección de Producción Región Norte.

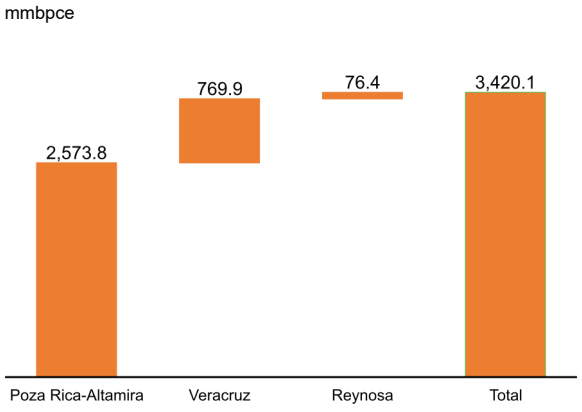


Figura 5.17 Reservas posibles al 1 de enero de 2022, distribuidas por activo en la Subdirección de Producción Región Norte.

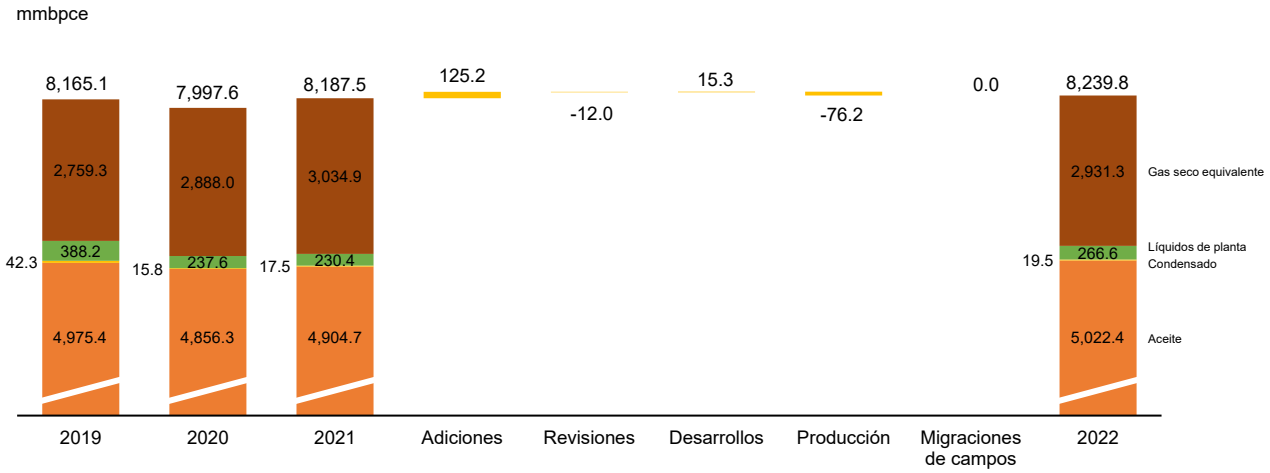


Figura 5.18 Elementos de cambio en la reserva total de la Subdirección de Producción Región Norte.

por ciento a gas seco equivalente a líquido, 2.3[a] / 2.3[b] por ciento son líquidos de planta y el 0.4[a] / 0.4[b] por ciento corresponde al condensado. Asimismo, la reserva probable de la Subdirección está compuesta de 60.7[a] / 60.7[b] por ciento de aceite, 35.8[a] / 35.7[b] por ciento del volumen corresponde a gas seco equivalente a líquido, 3.3[a] / 3.3[b] por ciento se refiere a líquidos de planta y el 0.3[a] / 0.3[b] por ciento es condensado. Por último, la reserva posible de la Subdirección se conforma de 61.7[a] / 62.5[b] por ciento de aceite, 34.8[a] / 33.7[b] por ciento de gas seco equivalente a líquido, 3.4[a] / 3.7[b] por ciento son líquidos de planta y un porcentaje mínimo es decir el 0.1[a] / 0.1[b] por ciento corresponde al condensado.

Cuadro 5.12 Evolución histórica de las reservas por tipo de fluido en la Subdirección de Producción Región Norte.

		Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco	Total
Año	Reserva	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmbpce
2020	**Total[a]**	**4,486.3**	**15.8**	**213.9**	**2,719.2**	**7,435.2**
	Total[b]	**4,856.3**	**15.8**	**237.6**	**2,888.0**	**7,997.6**
	Probada	841.4	7.8	34.6	627.2	1,511.0
	Probable	1,930.1	5.4	91.6	1,229.5	3,256.7
	Posible	2,084.8	2.6	111.4	1,031.3	3,230.0
2021	**Total[a]**	**4,534.7**	**17.5**	**205.1**	**2,868.6**	**7,626.0**
	Total[b]	**4,904.7**	**17.5**	**230.4**	**3,034.9**	**8,187.5**
	Probada	1,024.5	7.8	36.9	790.3	1,859.6
	Probable	1,831.0	6.8	85.2	1,088.8	3,011.8
	Posible	2,049.2	2.9	108.3	1,155.7	3,316.1
2022	**Total[a]**	**4,564.9**	**19.5**	**234.2**	**2,729.9**	**7,548.5**
	Total[b]	**5,022.4**	**19.5**	**266.6**	**2,931.3**	**8,239.8**
	Probada	1,045.2	6.8	41.5	699.3	1,792.8
	Probable	1,838.8	9.2	98.6	1,080.3	3,026.9
	Posible	2,138.4	3.5	126.6	1,151.7	3,420.1

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

5.4. Subdirección de Producción Región Sur

El área de las asignaciones pertenecientes a la Subdirección de Producción Región Sur comprende los estados de Campeche, Chiapas, Tabasco y Veracruz. Actualmente está subdirección cuenta con 86 asignaciones: 71 de extracción, 4 de resguardo y 11 de exploración/extracción. Considerando las asignaciones de extracción y exploración se tienen 88 campos distribuidos en sus cuatro activos de producción: Activo de Producción Macuspana-Muspac, Activo de Producción Samaria-Luna, Activo de Producción Bellota-Jujo y el Activo de Producción Cinco Presidentes. El activo con mayor número de campos es el Activo de Producción Macuspana-Muspac que posee 27 campos, le siguen, el Activo de Producción Bellota-Jujo con 25 campos, el Activo de Producción Cinco Presidentes con 20 campos y finalmente el Activo de Producción Samaria-Luna con 16 campos.

El aporte de producción de hidrocarburos durante el año 2021 de la Subdirección de Producción Región Sur fue de 102.1 millones de barriles de aceite y 344.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, los cuales significaron 168.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representó con respecto a la producción total de Pemex, el 16.0[a] / 16.0[b], 20.2[a] / 20.2[b] y 20.0[a] / 20.0[b] por ciento de aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente respectivamente.

5.4.1. Evolución de los volúmenes originales

El volumen original probado de aceite de la Subdirección de Producción Región Sur presentó una variación porcentual positiva de 2.5[a] / 2.7[b] con respecto al ejercicio anterior, situándose en 34,879.9[a] / 34,990.1[b] millones de barriles de aceite. El 68.4[a] / 68.5[b] por ciento del volumen original probado se encuentra distribuido en los activos de producción Samaria-Luna y Bellota-Jujo, que juntos contabilizan 23,855.3[a] / 23,965.6[b] millones de barriles; de los cuales 11,520.4[a] / 11,546.7[b] millones de barriles corresponden al Activo de Producción Samaria-Luna y 12,334.9[a] / 12,418.9[b] millones de barriles al Activo de Producción Bellota-Jujo.

En comparación con el volumen original al 1 de enero de 2021, el Activo de Producción Bellota-Jujo presentó un incremento de 695.2[a] / 979.1[b] millones de barriles, es decir un 2.0[a] / 2.2[b] por ciento, mientras que el Activo de Producción Samaria-Luna tuvo un incremento de 12.8[a] / 39.1[b] millones de barriles, lo que representa el 0.2[a] / 0.1[b] por ciento. El resto del volumen original probado se encuentra distribuido en los activos de producción Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac, que juntos concentran 31.6[a] / 31.5[b] por ciento, es decir 11,024.5[a] / 11,024.5[b] millones de barriles, de los cuales 5,705.9[a] / 5,705.9[b] corresponden al Activo de Producción Cinco Presidentes y 5,318.7[a] / 5,318.7[b] al Activo de Producción Macuspana-Muspac.

La Subdirección de Producción Región Sur representa el 5.3[a] / 5.9[b] por ciento del volumen original probable de aceite total existente para Petróleos Mexicanos, alcanzando 1,599.4[a] / 1,830.0[b] millones de barriles. Se registró una variación de -12.0[a] / 0.7[b] por ciento de acuerdo con el ejercicio anterior, como resultado de las actividades de desarrollo y revisión. El 84.8[a] / 86.7[b] por ciento del volumen original probable se concentra en los activos de producción Bellota-Jujo y Samaria-Luna, es decir 1,356.7[a] / 1,587.3[b] millones de barriles. El 15.2[a] / 13.3[b] por ciento restante se encuentra distribuido en los campos de los activos de producción Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac con 242.7[a] / 242.7[b] millones de barriles.

El volumen original posible de aceite de la Subdirección de Producción Región Sur, en comparación al ejercicio anterior, sufrió una variación negativa de 498.5[a] / 89.3[b] millones de barriles, esto significó el 22.6[a] / 4.2[b] por ciento. Por lo tanto, los valores del volumen original de aceite posible para el 1 de enero de 2022 ascienden a 1,704.6[a] / 2,113.8[b] millones de barriles, que representa el 5.4[a] / 6.1[b] por ciento del volumen total de Pemex. El 54.4[a] / 52.3[b] por ciento se ubica en el Activo de Producción Samaria-Luna, que cuenta con 927.4[a] / 1,105.0[b] millones de barriles. El volumen de gas natural probado de la subdirección al 1 de enero de 2022 cuenta con 68,271.0[a] / 68,509.4[b] miles de millones de pies cúbicos, es decir, posee 34.0[a] / 34.0[b] por ciento del total del volumen probado de Pemex.

Los activos que poseen mayor volumen de gas son los activos de producción Macuspana-Muspac y Samaria-Luna, juntos representan el 65.9[a] / 65.9[b] por ciento, cuya suma es equivalente a 44,991.4[a] / 45,150.8[b] miles de millones de pies cúbicos. El 34.1[a] / 34.1[b] por ciento restante está distribuido en los activos de producción Bellota-Jujo y Cinco Presidentes y corresponden a 23,279.6[a] / 23,358.6[b] miles de millones de pies cúbicos. Al 1 de enero de 2022 para la Subdirección de Producción Región Sur se estimó un volumen original probable de gas natural de 2,358.2[a] / 2,692.5[b] miles de millones de pies cúbicos, lo que representa un decremento de 27.1[a] / 20.1[b] por ciento en comparación a lo estimado en el ejercicio anterior. El 85.3[a] / 81.9[b] por ciento del volumen original probable de la subdirección se encuentra distribuido en los activos de producción Bellota-Jujo y Macuspana-Muspac y el 14.7[a] / 18.1[b] por ciento restante en los activos de producción Cinco Presidentes y Samaria-Luna.

Cuadro 5.13 Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos en la Subdirección de Producción Región Sur.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2020	**Total[a]**	**37,489.1**	**72,110.1**
	Total[b]	**37,489.1**	**72,110.1**
	Probado	33,872.2	65,430.7
	Probable	1,770.4	3,208.3
	Posible	1,846.5	3,471.0
2021	**Total[a]**	**38,065.0**	**73,833.9**
	Total[b]	**38,065.0**	**73,833.9**
	Probado	34,044.7	65,979.6
	Probable	1,817.3	3,235.0
	Posible	2,203.1	4,619.3
2022	**Total[a]**	**38,183.9**	**72,871.2**
	Total[b]	**38,934.0**	**74,986.1**
	Probado	34,990.1	68,509.4
	Probable	1,830.0	2,692.5
	Posible	2,113.8	3,784.1

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

Con respecto al volumen original posible de gas natural, esta subdirección de producción cuenta con 2,242.0[a] / 3,784.1[b] miles de millones de pies cúbicos, lo que representa un decremento de 51.5[a] / 22.1[b] por ciento respecto al año anterior. Los activos de producción Bellota-Jujo y Samaria-Luna concentran el 77.8[a] / 86.9[b] por ciento y el 22.2[a] / 13.1[b] por ciento restante se concentra en los activos de producción Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac. El cuadro 5.13 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural para el periodo 2020-2022 en sus diferentes categorías.

Aceite crudo y gas natural

El volumen original total 3P de aceite, presentó un incremento de 0.3[a] / 2.2[b] por ciento en comparación con el año anterior, situándose en 38,183.9[a] / 38,934.0[b] millones de barriles. Los campos que presentaron los incrementos más importantes son:

Tupilco Profundo incrementó 0.0[a] / 520.6[b] millones de barriles por su incorporación como campo nuevo, con la terminación del pozo Tupilco-3001, el campo Madrefil incrementó 142.7[a] / 142.7[b] millones de barriles por la documentación del bloque III, el campo Racemosa de recién descubrimiento incrementó en 0.0[a] / 103.1[b] millones de barriles debido a la perforación exitosa del pozo exploratorio Racemosa-1, el campo Puerto Ceiba incrementó 46.8[a] / 46.8[b] millones de barriles debido al estudio estático donde se reinterpretaron las cimas en el modelo geocelular, Cinco Presidentes incrementó 26.7[a] / 26.7[b] millones de barriles debido a la actualización del factor de encogimiento del aceite a condiciones de prueba de reparadores, el campo Sini incrementó 26.6[a] / 26.6[b] millones de barriles por la actualización del modelo estático, derivado de los resultados de los pozos Sini-12 y Sini-14.

Los principales incrementos del volumen original 3P de gas se presentaron en los campos Tupilco Profundo con 0.0[a] / 490.5[b] miles de millones de pies cúbicos, Madrefil con 309[a] / 309[b] miles de millones de pies cúbicos, Racemosa con 0.0[a] / 300.4[b] miles de millones de pies cúbicos y Cinco Presidentes con 179.3[a] / 179.3[b] miles de millones de pies cúbicos. cuyas causas ya se mencionaron en la sección de aceite. Adicionalmente, el campo Los Soldados registró un incremento de 62.8[a] / 62.8[b] miles de millones de pies cúbicos debido a la actualización del factor de encogimiento del aceite a condiciones de prueba del separador.

No obstante, también en algunos campos se presentaron decrementos en su volumen original 3P, tal es el caso del campo Edén-Jolote con un decremento de 343.9[a] / 343.9[b] miles de millones de pies cúbico, debido a la reinterpretación y nuevo modelo geocelular, el campo Terra con un decremento de 72.1[a] / 72.1[b] miles de millones de pies cúbicos, debido a la actualización del modelo estático, el campo Quesqui con un decremento de 65.4[a] / 65.4[b] miles de millones de pies cúbicos, como resultado de los pozos perforados en 2021. Los principales campos que incrementaron su volumen original de aceite probado son Quesqui, Madrefil, Tupilco Profundo, Puerto Ceiba y Cinco Presidentes. El campo Quesqui por los resultados de los pozos terminados en 2021, incorporó 527.7[a] / 527.7[b] millones de barriles. El campo Madrefil por la documentación del bloque III, incorporó 91.7[a] / 91.7[b] millones de barriles.El campo Tupilco Profundo, con la terminación del pozo Tupilco-3001 incorporó 0.0[a] / 83.9[b] millones de barriles, el campo Puerto Ceiba debido al estudio estático donde se reinterpretaron las cimas en el modelo geocelular con un incremento de 46.8[a] / 46.8[b] millones de barriles y el campo Cinco Presidentes debido a la actualización del factor de encogimiento del aceite a condiciones de prueba de separadores con un incremento de 42.5[a] / 42.5[b] millones de barriles.

Con respecto al volumen original de gas probado se tiene un incremento de 2,291.4[a] / 2,529.8[b] miles de millones de pies cúbicos, el campo Quesqui con 1,954.9[a] / 1,954.9[b] miles de millones de pies cúbicos, el campo Cinco Presidentes con 194.3[a] / 194.3[b] miles de millones de pies cúbicos, el campo Madrefil con 181.7[a] / 181.7[b] miles de millones de pies cúbicos, el campo Teotleco con 114.5[a] / 114.5[b] miles de millones de pies cúbicos, el campo Tupilco Profundo con 0.0[a] / 79.1[b] miles de millones de pies cúbicos y el campo Los Soldados con 62.8[a] / 62.8[b] miles de millones de pies cúbicos.

De acuerdo con las justificaciones proporcionadas en el aceite, se registró un decremento en el campo Edén-Jolote con 319.2[a] / 319.2[b] miles de millones

de pies cúbicos por la reinterpretación y nuevo modelo geocelular. Con respecto al volumen original de aceite probable al 1 de enero de 2022, se tiene una variación de –217.9ª / 12.7[b] millones de barriles. Esta variación se debe principalmente a los campos Tupilco profundo, por su incorporación como campo nuevo, con un incremento de 0.0ª / 205.2[b] millones de barriles de aceite, el campo Madrefil debido a la documentación del bloque KI-JST-JSK con un incremento de 54.8ª / 54.8[b] millones de barriles de aceite, el campo Racemosa como recién incorporación con la terminación del pozo Racemosa-1, con 0.0ª / 16.6[b] millones de barriles, el campo Sini con incremento de 11.9ª / 11.9[b] millones de barriles por la actualización del modelo estático derivado de los resultados de los pozos Sini-12 y Sini-14.

Se registró decremento en el campo Quesqui por 207.4ª / 207.4[b] millones de barriles, por los resultados de los pozos perforados en 2021, el campo Castarrical por 40.7ª / 40.7[b] millones de barriles debido a la reclasificación de reserva a probada, el campo Terra por 13.6ª / 13.6[b] millones de barriles debido a la actualización del modelo estático. Citando al volumen original probable de gas natural al 1 de enero de 2022 resultó con un decremento de 876.8ª / 542.4[b] miles de millones de pies cúbicos. El campo Quesqui con 763.1ª / 763.1[b] miles de millones de pies cúbicos por los resultados de los pozos perforados en 2021, el campo Teotleco con 63.3ª / 63.3[b] miles de millones de pies cúbicos por la actualización de parámetros de entrada de los bloques III y IV, el campo Terra con 32.0[a] / 32.0[b] miles de millones de pies cúbicos debido a la actualización del modelo. estático.

Se obtuvieron incrementos principalmente por la incorporación de campos nuevos de Tupilco Profundo y Racemosa con 0.0ª / 193.3[b] y 0.0ª / 48.5[b] miles de millones de pies cúbicos respectivamente, el campo Madrefil debido a la documentación del bloque en sus yacimientos KI-JST-JSK. El volumen original posible de aceite de la Subdirección de Producción Región Sur presentó un decremento de 498.5ª / 89.3[b] millones de barriles de aceite.

El campo Quesqui con 341.4ª / 341.4[b] millones de barriles de aceite debido a los resultados de los pozos perforados en 2021, el campo Terra con 19.6ª / 19.6[b] millones de barriles debido a la reparación del pozo Terra-101, actualizando el modelo estático, el campo Cinco Presidentes con 15.8ª / 15.8[b] millones de barriles debido al cambio en el factor de encogimiento del aceite a condiciones de prueba de separadores, el campo Sini con 12.1ª / 12.1[b] millones de barriles debido a la actualización del modelo estático derivado de los resultados de los pozos Sini-12 y Sini-14. También se registraron incrementos por los campos de recién incorporación, Tupilco Profundo con 0.0ª / 231.5[b] millones de barriles y Racemosa con 0.0ª / 71.1[b] millones de barriles.

El volumen original posible de gas de la Subdirección de Producción Región Sur presentó un decremento de 2,377.3ª / 835.2[b] miles de millones de pies cúbicos de gas. el campo Quesqui con 1,257.2ª / 1,257.2[b] miles de millones de pies cúbicos, el campo Terra con 45.9ª / 45.9[b] miles de millones de pies cúbicos, el campo Sini con 27.7ª / 27.7[b] miles de millones de pies cúbicos, con las mismas justificaciones del aceite. También se registraron en menor escala incrementos por incorporación de campos nuevos en los campos Tupilco Profundo por 0.0ª / 218.1[b] miles de millones de pies cúbicos y el campo Racemosa con 0.0ª / 69.3[b] miles de millones de pies cúbicos.

5.4.2 Evolución de las reservas

Al 1 de enero de 2022, las reservas probadas de aceite de la Subdirección de Producción Región Sur representan el 12.5[a] / 14.1[b] por ciento de las reservas probadas totales y se ubican en 697.0[a] / 802.6[b] millones de barriles. Con respecto al gas, la subdirección aporta el 27.6[a] / 26.5[b] por ciento del total de la reserva probada, es decir, 2,715.6[a] / 2,574.9[b] miles de millones de pies cúbicos. Desglosando las reservas probadas; las probadas desarrolladas de aceite y gas natural representan el 13.5[a] / 13.4[b] y 27.9[a] / 24.8[b] por ciento del total, respectivamente, equivalentes a 458.6[a] / 454.9[b] millones de barriles y 1,662.7[a] / 1,419.4[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Por otra parte, las reservas probadas no desarrolladas alcanzan 238.5[a] / 347.7[b] millones de barriles de aceite y 1,052.8[a] / 1,155.4[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural, es decir el 11.1[a] / 15.2[b] y 27.1[a] / 28.9[b] por ciento del total de PEP, respectivamente. Los campos con mayor participación para las reservas probadas desarrolladas en la subdirección son el campo Quesqui con 81.6[a] / 72.7[b] millones de barriles de aceite y 559.8[a] / 309.5[b] miles de millones de pies cúbicos de gas, el complejo Antonio J. Bermúdez con 54.6[a] / 54.6[b] millones de barriles de aceite y 49.2[a] / 49.2[b] miles de millones de pies cúbicos de gas, el campo Madrefil con 37.3[a] / 37.3[b] millones de barriles de aceite y 80.3[a] / 80.3[b] miles de millones de pies cúbicos de gas y el campo Teotleco con 19.8[a] / 19.8[b] millones de barriles de aceite y 170.2[a] / 170.2[b] miles de millones de pies cúbicos de gas.

Con relación a las reservas 2P de la Subdirección de Producción Región Sur al 1 de enero de 2022, se situaron en 881.1[a] / 1,166.7[b] millones de barriles de aceite y 3,562.0[a] / 3,823.3[b] miles de millones de pies

Cuadro 5.14 Composición de las reservas de hidrocarburos de la Subdirección de Producción Región Sur, al 1 de enero de 2022.

		Aceite			Gas natural	
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado
Reserva	Activo	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc
1P[a]		**71.6**	**249.8**	**375.6**	**867.4**	**1,848.1**
1P[b]		**71.6**	**277.4**	**453.7**	**905.3**	**1,669.5**
	Bellota-Jujo	22.2	175.8	342.5	437.9	1,218.4
	Cinco Presidentes	13.4	47.3	1.5	104.3	22.5
	Macuspana-Muspac	1.7	9.2	37.9	49.4	368.4
	Samaria-Luna	34.3	45.0	71.8	313.6	60.2
2P[a]		**86.2**	**287.6**	**507.3**	**1,053.9**	**2,508.1**
2P[b]		**86.2**	**384.0**	**696.4**	**1,173.0**	**2,650.3**
	Bellota-Jujo	29.2	255.2	552.3	584.7	2,056.2
	Cinco Presidentes	15.6	72.2	4.4	156.7	67.4
	Macuspana-Muspac	3.9	11.0	41.4	70.6	382.5
	Samaria-Luna	37.4	45.7	98.3	361.0	144.2
3P[a]		**120.4**	**339.0**	**591.0**	**1,219.3**	**2,792.2**
3P[b]		**120.4**	**515.5**	**853.1**	**1,486.4**	**3,386.6**
	Bellota-Jujo	33.7	349.0	619.1	749.5	2,175.2
	Cinco Presidentes	25.9	109.8	7.9	209.9	131.3
	Macuspana-Muspac	3.9	11.0	41.4	70.6	382.5
	Samaria-Luna	56.8	45.7	184.7	456.4	697.7

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

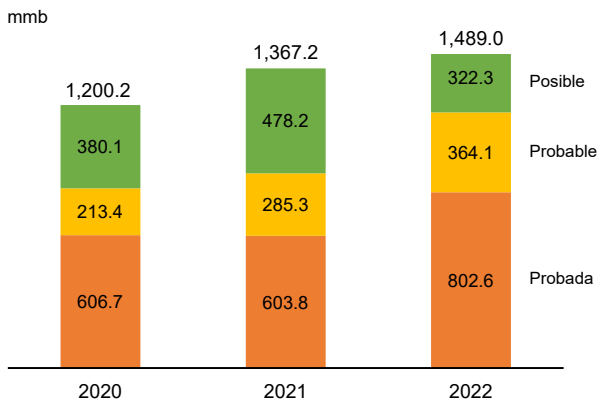


Figura 5.19 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Subdirección de Producción Región Sur.

cúbicos de gas natural. Con respecto a la reserva total o 3P, ésta es de 1,050.3[a] / 1,489.0[b] millones de barriles de aceite y 4011.6[a] / 4,873.0[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En las figuras 5.19 y 5.20 se muestran las variaciones de las reservas de aceite y gas natural durante los últimos tres años. La distribución de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite clasificadas como pesado, ligero y superligero; y para el gas, en términos de asociado y no asociado se indican en el cuadro 5.14 para cada activo. El gas no asociado incluye los yacimientos de gas y condensado, gas húmedo y gas seco. Tomando en cuenta la clasificación del aceite por su calidad, la Subdirección de Producción Región Sur posee el 47.5[a] / 52.1[b] por ciento de la reserva probada de aceite superligero con respecto al total de Pemex, 21.8[a] / 23.7[b] por ciento de aceite ligero y 2.0 [a] / 2.0[b] por ciento de aceite pesado.

Los activos de producción que poseen los mayores volúmenes de reservas probadas de aceite superligero en la Subdirección de Producción son el Activo de Producción Bellota-Jujo con 272.9 [a] / 342.5[b] millones de barriles de aceite lo que representa el 72.7[a] / 75.5[b] por ciento y el Activo de Producción Samaria-Luna con 63.4[a] / 71.8[b] millones de barriles de aceite lo que representa el 16.9[a] / 15.8[b] por ciento de la subdirección. Con respecto al aceite ligero, el activo que concentra más de la mitad de las reservas de este tipo de aceite es el Activo de Producción Bellota-Jujo con el 59.4[a] / 63.4[b] por ciento, es decir 148.3[a] / 175.8[b] millones de barriles de aceite.

En relación con la reserva probada de gas natural, para la Subdirección de Producción Región Sur posee el 18.9[a] / 19.5[b] por ciento del gas asociado del total de Pemex lo equivale a 867.4[a] / 905.3[b] miles de millones de pies cúbicos; con respecto al gas no asociado la Subdirección de Producción Región Sur aporta el 35.1[a] / 32.8[b] por ciento, es decir 1,848.1[a] / 1,669.5[b] miles de millones de pies cúbicos del total perteneciente a Pemex. Del total de la reserva probada de gas natural en la Región Sur, el 31.9[a] / 35.2[b] por ciento es gas asociado y 68.1[a] / 64.8[b] por ciento corresponde a gas no asociado. Los activos que contienen la mayor cantidad de gas asociado son el Activo de Producción Bellota-Jujo y el Activo de Producción Samaria-Luna con 412.0[a] / 437.9[b] y 301.8[a] / 313.6[b] miles de millones de gas asociado respectivamente, la suma de ambos activos de producción representa el 82.3[a] / 83.0[b] por ciento de gas asociado en la subdirección.

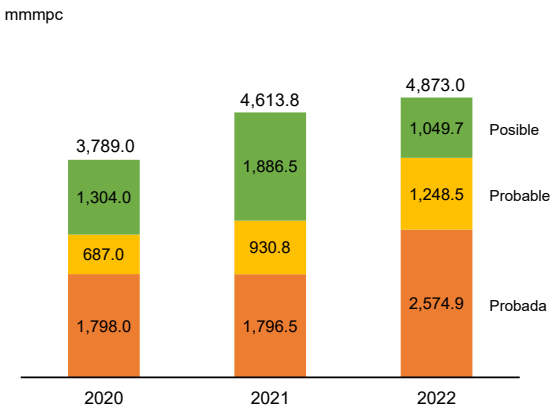


Figura 5.20 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Subdirección de Producción Región Sur.

Hablando de la reserva probable de aceite de la Subdirección de Producción Región Sur esta se encuentra en los valores de 184.1[a] / 364.1[b] millones de barriles de aceite, lo que representa 4.6[a] / 8.5[b] por ciento de la reserva probable total de PEP. A lo que corresponde a la reserva posible de aceite, la Subdirección de Producción Región Sur posee el 3.9[a] / 6.6[b] por ciento de la totalidad de PEP; plasmado en millones de barriles de aceite corresponden a 169.2[a] / 322.3[b]. Para el gas natural, su reserva probable alcanza 846.4[a] / 1,248.5[b] miles de millones de pies cúbicos, aportando el 9.2[a] / 13.0[b] por ciento del total. Con respecto a la reserva posible, la Subdirección de Producción Región Sur contribuye con 5.9[a] / 11.2[b] por ciento del total del gas, es decir con 449.6[a] / 1,0049.7[b] miles de millones de pies cúbicos de gas.

Aceite crudo y gas natural

Las cifras de reserva probada de aceite en comparación al ejercicio anterior en la Subdirección de Producción Región Sur muestran un incremento de 33.4[a] / 49.8[b] por ciento, debido a la incorporación de 199.9[a] / 300.9[b] millones de barriles en los conceptos de desarrollo, delimitación, descubrimiento y revisión de campos.La reserva probada al 1 de enero de 2022 se encuentra alrededor de los 697.0[a] / 802.6[b] millones de barriles de aceite.

El incremento en la reserva probada de aceite se debe principalmente a los campos de desarrollo Quesqui, Madrefil, y Tupilco Profundo los cuales suman un incremento de 171.7[a] / 270.5[b] millones de barriles de aceite. El incremento de reserva en el campo Quesqui fue debido a que se perforaron y terminaron de manera exitosa los pozos de desarrollo Qiesqui-3, Qiesqui-34, Qiesqui-8 y Qiesqui -11 y los pozos delimitadores Quesqui-2DL y Quesqui-3DL, teniendo como resultado un aumento del área y del espesor neto del yacimiento; estos antecedentes dieron pauta para tener un incremento por incorporación de 135.1[a] / 204.7[b] millones de barriles de aceite. El incremento de reservas que se tuvo en el campo Madrefil fue de 32.3[a] / 32.3[b] millones de barriles de aceite, este aumento de reserva probada fue causado por el comportamiento estable de producción de los pozos productores durante el año, así como por la recategorización de reserva Probada No Desarrollada (PND) a preserva Probada Desarrollada Produciendo (PDP) de la terminación de los pozos Madrefil-40 y Madrefi-22, lo que respecta al campo Tupilco Profundo se tiene una incorporación de 0.0[a] / 29.2[b] millones de barriles ocasionada por la terminación exitosa del pozo exploratorio Tupilco-3001, para este campo se tiene un programa de desarrollo que incluye cinco localizaciones en categoría Probada No Desarrollada (PND).

Al 1 de enero de 2022, las reservas probadas de gas natural de la Subdirección de Producción Región Sur presentaron un incremento en comparación al ejercicio anterior de 1,321.4[a] / 1,123.0[b] miles de millones de pies cúbicos, es decir 76.0[a] / 62.5[b] por ciento más.

Las reservas probadas de gas se estimaron en 2,715.6[a] / 2,574.9[b] miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los incrementos en la reserva probada de gas en la Subdirección de Producción Región Sur de mayor relevancia se presentaron en los campos Quesqui, Madrefil, Tupilco Profundo y Teotleco, los cuales en su conjunto suman 1,607.2[a] / 1,398.4[b] miles de millones de pies cúbicos de gas. Las causas de los incrementos en los campos Quesqui, Madrefil y Tupilco Profundo ya fueron explicadas anteriormente.

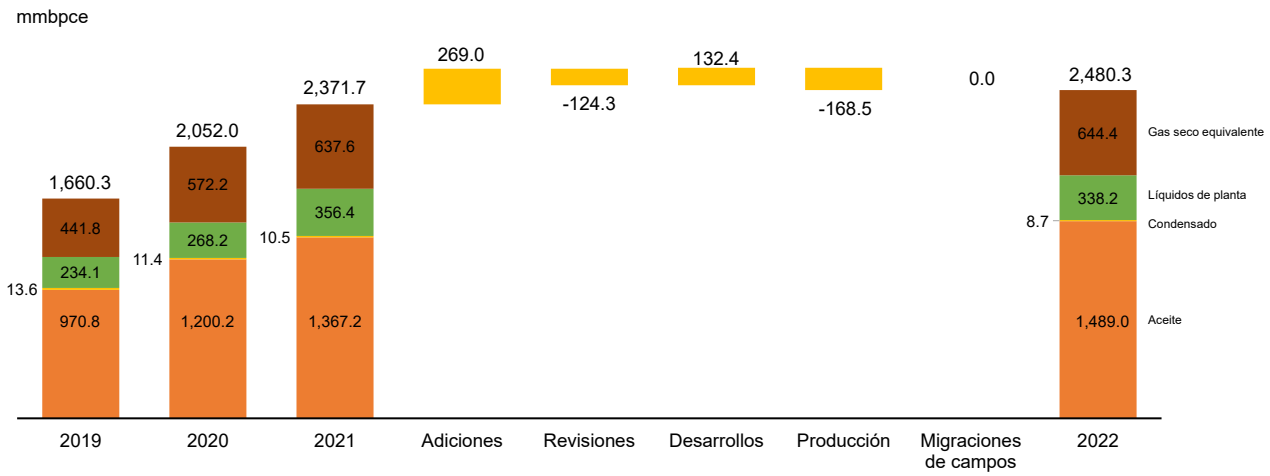


Figura 5.21 Elementos de cambio en la reserva total de la Subdirección de Producción Región Sur.

A lo que corresponde para el campo Teotleco, el incremento es causa a que se tuvo un mejor comportamiento de producción de gas durante el año 2021 en el bloque III y además de la actualización del modelo estático para los Bloques III y IV y en consecuencia de sus volúmenes originales. Los principales campos que mostraron decremento en sus valores de reserva probadas de gas fueron el campo Jujo-Tecominoacan, Caparroso-Pijije-Escuintle y Blasillo. Para el campo Jujo-Tecominoacan se canceló la reentrada Jujo-506 y el comportamiento de la producción mostró mayor declinación a la estimada, para el campo Caparroso-Pijije-Escuintle se disminuyó la reserva en la categoría PDP debido a que incrementó el flujo fraccional de agua y además se recategorizó el pozo Escuintle-144 a probable porque lleva más de cinco años sin realizarse la actividad planeada para él.

Hablando del campo Blasillo se tiene que por el comportamiento de la producción del campo declinó más de lo esperado y se reclasificaron las seis localizaciones del campo, Blasillo-580, 581, 585, 590, 591 y 592, a categoría probable porque llevan más de cinco años sin realizarse. Las reservas probables de aceite mostraron una variación de -95.3[a] / 78.8[b]

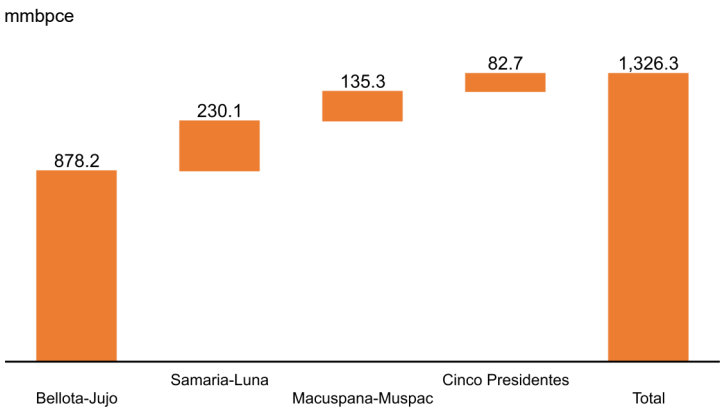


Figura 5.22 Reservas probadas al 1 de enero de 2022, distribuidas por activo en la Subdirección de Producción Región Sur.

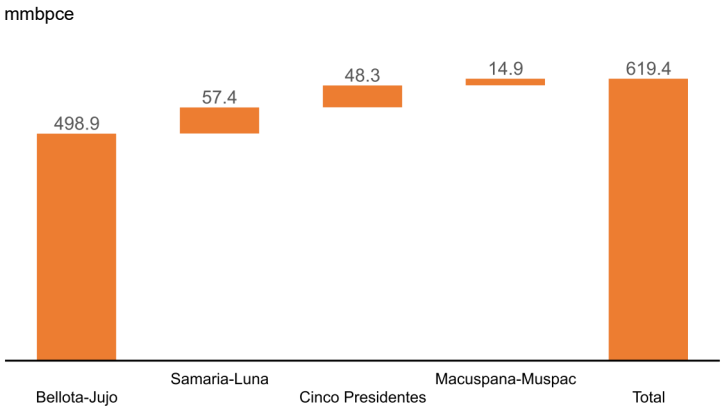


Figura 5.23 Reservas probables al 1 de enero de 2022, distribuidas por activo en la Subdirección de Producción Región Sur.

millones de barriles de aceite, lo que representa el -34.1[a] / 27.6[b] por ciento con respecto al ejercicio anterior. Al 1 de enero de 2022, la reserva probable se situó en 184.1[a] / 364.1[b] millones de barriles de aceite. Los que presentaron las mayores variaciones de reserva de aceite en esta categoría fueron Tupilco Profundo, considerado un nuevo campo, con incorporación de 0.0[a] / 68.9 [b] millones de barriles, Quesqui con -82.2[a] / 17.2[b] millones de barriles y Madrefil con 13.2[a] / 13.2[b] millones de barriles.

Refiriéndonos al campo Quesqui, la variación tuvo lugar debido al comportamiento presión-producción y para el campo Madrefil la variación se debe a la actualización del modelo estático con el que se documentan las localizaciones Madrefil-202 y Madrefil-204. Otros campos que mostraron un decremento de reserva probable de aceite con respecto al año anterior fuero Castarrical e Íride. El campo Castarrical redujo 10.1[a] / 10.1[b] millones de barriles de aceite debido a la recategorización de reserva probable a Probada Desarrollada Produciendo (PDP), por la perforación de los pozos Castarrical-39D y Castarrical-90.

En el campo Íride se tuvo un decremento de 8.6[a] / 8.6[b] millones de barriles, debido a la recategorización de reserva probable a posible por falta de actividad en los últimos 10 años y por modificación de la actividad física, basada en un estudio de Bancos de

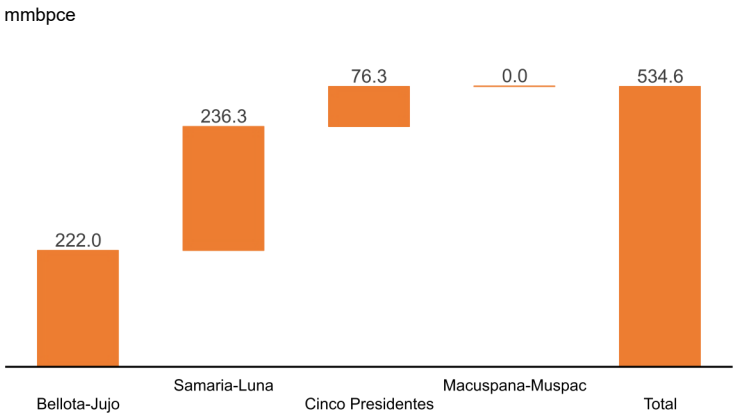


Figura 5.24 Reservas posibles al 1 de enero de 2022, distribuidas por activo en la Subdirección de Producción Región Sur.

Aceite. Citando al gas natural, la reserva probable se encuentra en 846.4[a] / 1,248.5[b] miles de millones de pies cúbicos al 1 de enero de 2022. Esta cifra representa una variación de -23.7[a] / 317.7[b] miles de millones de pies cúbicos con respecto al valor reportado el 1 de enero de 2021, lo que representa una variación del -2.7[a] / 34.1[b] por ciento. Los campos que tienen la variación más importante son Quesqui, Tupilco Profundo, Madrefil, Cobra, Racemosa y Teotleco los cuales juntos adicionaron 611.8[a] / 953.0[b] miles de millones de gas. Las razones de estas variaciones son las mismas que las explicadas en la reserva probable de aceite para el caso de Tupilco Profundo, Quesqui y Madrefil. Para el caso del campo Cobra, la variación se debe a la recategorización de reserva probable a posible porque no se han perforado por más de cinco años las localizaciones Cobra-12, 42 y 44. Para Racemosa la variación se debe a la incorporación del campo de acuerdo con los resultados del pozo exploratorio Racemosa-1.

La variación en el campo Teotleco es ocasionada por el comportamiento de la producción, por la entrada a producción del pozo Teotleco-207, la recategorización de reservas probables a probadas por la terminación del pozo Teotleco-209 y la actualización del modelo estático y volumen original. La reserva posible de aceite de la Subdirección de Producción Región Sur al 1 de enero de 2022 presenta un decremento de 255.7[a] / 155.9[b] millones de barriles de aceite, este decremento es del orden del 60.2[a] / 32.6[b] por ciento con respecto al año anterior. Este decremento se debe en su gran mayoría al campo Quesqui con 212.0[a] / 216.8[b] millones de barriles de aceite debido a la pérdida de presión del yacimiento, por lo cual se propuso la implantación de un proceso de recuperación secundaria, y al campo Carrizo con 49.8[a] / 49.8[b] millones de barriles de aceite a causa de la desincorporación de reservas ocasionada por falta de actividad asociada a problemas sociales, asentamientos humanos y zonas residenciales construidas en los terrenos donde se ubica el campo.

Los campos que mostraron incrementos en la reserva posible de aceite son Tupilco Profundo, Racemosa, Madrefil e Íride, que en su conjunto suman un incremento de 17.5 [a] / 122.1[b] millones de barriles de aceite. Como ya se ha mencionado con anterioridad, los campos Tupilco Profundo y Racemosa son de nueva incorporación, el campo Madrefil tuvo una actualización del modelo estático con el que se documentaron las localizaciones Madrefil-203 y Madrefil-205, además del ajuste a las cuotas programadas para las reparaciones mayores de los pozos Madrefil-1, 11 y 51. Para el campo Íride la razón de su incremento es la recategorización de reserva probable a posible por falta de actividad en los últimos 10 años y por modificación de la actividad física, basada en un estudio de Bancos de Aceite.

Las reservas posibles de gas natural presentan un decremento con respecto al año anterior de 883.5[a] / 836.8[b] miles de millones de pies cúbicos, es decir un 66.3[a] / 44.4[b] por ciento menos. La reserva posible para el 1 enero 2022 se ubica en los 449.6[a] / 1,049.7[b] miles de millones de pies cúbicos y el campo que presenta el mayor decremento en su reserva de gas es el campo Quesqui con 899.8[a] / 1001.0[b] miles de millones de pies cúbicos y los campos Pareto y Carrizo con 10.0 [a] / 10.0[b] y 9.2 [a] / 9.2[b] respectivamente. Las causas del decremento en Quesqui y Carrizo son las mismas que las explicadas para el aceite, en el caso del campo Pareto se debe al comportamiento de la producción que tuvo una mayor declinación a la estimada y a que la estrategia de explotación de este campo se actualizó

cancelando la actividad relacionada a la localización Pareto-18. En el cuadro 5.15 se muestra la distribución por activo de las reservas de gas natural, gas entregado en planta y gas seco.

Petróleo crudo equivalente

Al 1 de enero de 2022, la reserva total o 3P de petróleo crudo equivalente de la Subdirección de Producción Región Sur, representa el 10.1[a] / 12.4[b] por ciento del total de Pemex y está calculada en 1,870.0[a] / 2,480.3[b] millones de barriles. Esta cifra en comparación a la del año 2021, presenta una variación del -5.4[a] / 11.7[b] por ciento, es decir varió -117.4[a] / 277.1[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Los mayores volúmenes de reservas 3P de petróleo crudo equivalente se concentran en los activos de producción Bellota-Jujo y Samaria-Luna con 1,242.1[a] / 1,599.1[b] y 270.5[a] / 523.8[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente respectivamente, que juntos representan el 80.9[a] / 85.6[b] por ciento de la subdirección. La figura 5.21 ilustra el balance de la reserva 3P de petróleo crudo equivalente de la subdirección al 1 de enero de 2022 y años anteriores. De la reserva probada de Petróleos Mexicanos, 1,250.7[a] / 1,326.3[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente pertenecen a la Subdirección de Producción Región Sur, lo que representa el 17.1[a] / 17.9[b] por ciento, figura 5.22. En comparación con el ejercicio anterior se tiene un incremento de 447.4[a] / 505.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente originado principalmente por los campos Quesqui, Madrefil, Tupilco Profundo y Teotleco los cuales incrementaron 378.3[a] / 399.2[b], 52.7[a] / 52.7[b], 0.0[a] / 34.6[b] y 22.5[a] / 22.5[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente respectivamente. El incremento en el campo Quesqui se debe al comportamiento presión-producción y por

Cuadro 5.15 Distribución de las reservas remanentes de gas de la Subdirección de Producción Región Sur, al 1 de enero de 2022.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada[a]		**2,715.6**	**2,624.9**	**1,877.0**
Probada[b]		**2,574.9**	**2,479.4**	**1,775.6**
	Bellota-Jujo	1,656.4	1,623.3	1,143.4
	Cinco Presidentes	126.8	83.3	68.9
	Macuspana-Muspac	417.8	406.6	299.8
	Samaria-Luna	373.8	366.2	263.4
Probable[a]		**846.4**	**813.7**	**587.0**
Probable[b]		**1,248.5**	**1,204.9**	**863.4**
	Bellota-Jujo	984.5	970.3	684.6
	Cinco Presidentes	97.3	73.3	60.6
	Macuspana-Muspac	35.2	34.8	27.1
	Samaria-Luna	131.4	126.5	91.0
Posible[a]		**449.6**	**424.5**	**311.4**
Posible[b]		**1,049.7**	**981.7**	**712.7**
	Bellota-Jujo	283.8	270.4	190.3
	Cinco Presidentes	117.1	99.8	82.5
	Macuspana-Muspac	0.0	0.0	0.0
	Samaria-Luna	648.8	611.5	439.9

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

la terminación de los pozos delimitadores Quesqui-2DL y Quesqui-3DL.

Para el campo Madrefil el comportamiento de su presión-producción permite dar de alta la localización Madrefil-141. El campo Tupilco Profundo es de reciente incorporación debido a la terminación exitosa del pozo Tupilco-3001, tiene un programa de desarrollo que incluye 5 localizaciones en categoría PND.

El incremento del campo Teotleco fue a causa de la entrada a producción del pozo Teotleco-207, la recategorización de reservas probables a probadas por la terminación del pozo Teotleco-209 y la actualización del modelo estático y volumen original. El decremento más importante en la reserva probada de petróleo crudo equivalente de la subdirección es en el campo Jujo-Tecominoacán debido a que se cancela la reentrada del pozo Jujo-506 y a que el comportamiento de la producción del campo presentó una mayor declinación a la estimada.

Las reservas probables de la Subdirección de Producción Región Sur al 1 de enero de 2022, alcanzó 357.2[a] / 619.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, valor que representa 6.4[a] / 10.4[b] por ciento del total de las reservas probables pertenecientes a PEP, figura 5.23. Comparándolo con el ejercicio anterior, se tuvo una variación de -110.6[a] / 132.2[b] millones de barriles en su reserva probable debido principalmente a los campos Quesqui, Madrefil, Tupilco Profundo y Racemosa con -92.1[a] / 61.3[b], 19.3[a] / 19.3[b], 81.3[b] y 9.6[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para el campo Quesqui la razón de su incremento se debió al comportamiento de la presión -producción, en el caso del campo Madrefil a una actualización del modelo estático que permitió documentar las localizaciones Madrefil-202 y Madrefil -204 y para los campos Tupilco Profundo y Racemosa se debe a que son de reciente incorporación. También hubo campos con decremento en esta categoría como lo son Castarrical e Íride, con 11.4[a] / 11.4[b] y 8.9[a] / 8.9[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente respectivamente.

El decremento en el campo Castarrical fue ocasionado por la recategorización de reservas probables a probada a partir de la perforación exitosa de los pozos Castarrical-39D y Castarrical-90. Para el campo Íride, el decremento se dio a partir de la recategorización de reservas probables a posibles ocasionada por la falta de actividad en los últimos diez años.

En lo correspondiente a la reserva posible al 1 de enero de 2022, la Subdirección de Producción Región Sur contribuye con 262.2[a] / 534.6[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa el 4.7[a] / 8.1[b] por ciento de la reserva a nivel PEP.

Con respecto al ejercicio 2021 se tiene un decremento de 454.3[a] / 360.5[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa una variación negativa del 63.4[a] / 40.3[b] por ciento. El decremento más importante es de 413.5[a] / 439.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente y corresponde al campo Quesqui, este decremento fue ocasionado por la disminución en la presión del yacimiento y requiere de la implantación de un proceso de recuperación secundaria para mantenimiento de presión. Otro campo que también contribuyó al decremento de la reserva posible es

Cuadro 5.16 Evolución histórica de las reservas por tipo de fluido en la Subdirección de Producción Región Sur.

		Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco	Total
Año	Reserva	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmbpce
2020	**Total[a]**	**871.9**	**6.5**	**147.6**	**315.7**	**1,341.7**
	Total[b]	**1,200.2**	**11.4**	**268.2**	**572.2**	**2,052.0**
	Probada	606.7	5.6	123.6	266.9	1,002.8
	Probable	213.4	2.0	48.6	103.4	367.3
	Posible	380.1	3.8	96.0	202.0	681.9
2021	**Total[a]**	**1,280.5**	**9.0**	**299.3**	**536.8**	**2,125.7**
	Total[b]	**1,367.2**	**10.5**	**356.4**	**637.6**	**2,371.7**
	Probada	603.8	4.4	138.8	242.3	989.3
	Probable	285.3	2.0	70.6	129.4	487.3
	Posible	478.2	4.1	147.0	265.8	895.1
2022	**Total[a]**	**1,050.3**	**7.1**	**278.9**	**533.6**	**1,870.0**
	Total[b]	**1,489.0**	**8.7**	**338.2**	**644.4**	**2,480.3**
	Probada	802.6	5.2	177.1	341.4	1,326.3
	Probable	364.1	2.0	87.4	166.0	619.4
	Posible	322.3	1.6	73.7	137.0	534.6

[a] Valores CNH

[b] Valores Pemex

Carrizo con la desincorporación de su reserva de 52.0[a] / 52.0[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente debido a la fata de actividad ocasionada por problemas sociales, de asentamientos humanos en zonas residenciales construidas en los terrenos donde se ubica el campo. En la figura 5.24 se muestra la participación de los activos de producción en las reservas posibles de la Subdirección de Producción Región Sur .

Relación reserva-producción

Para la reserva probada al 1 de enero de 2022, la relación reserva-producción de la Subdirección de Producción Región Sur alcanzó un valor de 7.4[a] / 7.9[b] años, cifra que se obtuvo a partir de una reserva de 1,250.7[a] / 1,326.3[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una producción de 168.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para la suma de las reservas probadas y probables de petróleo crudo equivalente, es decir, la reserva 2P, la relación reserva-producción es 9.5[a] / 11.6[b] años, mientras que para la reserva 3P o total resulta de 11.1[a] / 14.7[b] años.

El Activo de Producción Bellota-Jujo presenta las mayores relaciones reserva-producción de la subdirección en la categoría de reservas probadas, 2P y 3P con 12.1[a] / 12.9[b], 16.0[a] / 20.2[b] y 18.3[a] / 23.5[b] años, respectivamente. Considerando las reservas de aceite 1P, 2P y 3P, y una producción anual de 102.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el año 2021, las relaciones reserva-producción de aceite de la subdirección son 6.8[a] / 7.9[b], 8.6[a] / 11.4[b] y 10.3[a] / 14.6[b] años, respectivamente.

El Activo de Producción Bellota-Jujo presenta la mayor relación reserva-producción de aceite en sus categorías 1P, 2P y 3P con 9.9[a] / 12.0[b], 12.7[a] / 18.6[b] y 14.7[a] / 22.3[b] años, respectivamente. Con respecto al gas natural, la relación reserva-producción 1P de la Subdirección de Producción Región Sur es de 7.9[a] / 7.5[b] años, considerando una reserva de 2,715.6[a] / 2,574.9[b] miles de millones de pies cúbicos y una producción anual de 344.6 miles de millones de pies cúbicos; para las reservas 2P y 3P dicha relación resulta de 10.3[a] / 11.1[b] y 11.6[a] / 14.1[b] años, respectivamente.

El activo de producción que presenta la mayor relación reserva-producción de gas en sus categorías 1P, 2P y 3P es el Activo de Producción Bellota-Jujo con 15.4[a] / 13.6 [b], 20.8[a] / 21.7[b] y 23.4[a] / 24.1[b] años, respectivamente .

Reservas por tipo de fluido

La reserva probada remanente al 1 de enero de 2022 de la Subdirección de Producción Región Sur es de 1,250.7[a] / 1,326.3[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales el 55.7[a] / 60.5[b] por ciento es aceite crudo, 0.4[a] / 0.4[b] por ciento de condensado, 15.0[a] / 13.4[b] por ciento de líquidos de planta y 28.9[a] / 25.7[b] por ciento de gas seco equivalente a líquido. La evolución de las reservas de hidrocarburos en función del tipo de fluido referidas al 1 de enero de los años 2020 a 2022, se muestra en el cuadro 5.16.

La reserva probable alcanza un volumen de 357.2[a] / 619.4[b] millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Está constituida por 51.5[a] / 58.8[b] por ciento de aceite crudo, 0.3[a] / 0.3[b] por ciento de condensado, 16.5[a] / 14.1[b] por ciento de líquidos de planta y 31.6[a] / 26.8[b] por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Con respecto a la reserva posible de petróleo crudo equivalente, ésta asciende a 262.2[a] / 534.6[b] millones de barriles y está distribuida en 64.6[a] / 60.3[b] por ciento de aceite crudo, 0.2[a] / 0.3[b] por ciento de condensado, 12.4[a] / 13.8[b] por ciento de líquidos de planta y 22.8[a] / 25.6[b] por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Abreviaturas

	Concepto
”	Pulgadas
º	Grados
ºC	Grados centígrados
1P	Reservas probadas
2D	Bidimensional
2P	Reservas probadas más probables
3P	Reservas probadas más probables más posibles
AAPG	American Association of Petroleum Geologists
AE	Asignación exploratoria
API	American Petroleum Institute
b	Barriles
bcf	Billion cubic feet (Miles de millones de pies cúbicos)
bd	Barriles diarios
b/mmpc	Barril por millón de pié cúbico
BTU	British thermal unit
CBM	Coal bed methane
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CPG	Centro Procesador de Gas
DL	Delimitador
EAGE	European Association of Geoscientists and Engineers
feem	Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo
fegsl	Factor de equivalencia de gas seco a líquido
fei	Factor de encogimiento por impurezas
felp	Factor de encogimiento por licuables en planta
felt	Factor de encogimiento por licuables en el transporte
fr	factor de recuperación
frc	Factor de recuperación de condensados
frlp	Factor de recuperación de líquidos en planta
GSEL	Gas seco equivalente a líquido
gr/cm^3	Gramos sobre centímetro cúbico
Hb	Espesor bruto
Hn	Espesor neto

	Concepto
JSK	Jurásico Superior Kimmeridgiano
JST	Jurásico Superior Tithoniano
kg/cm^2	Kilogramos sobre centímetro cuadrado
KI	Cretácico Inferior
KM	Cretácico Medio
km	Kilómetros
KS	Cretácico Superior
m	Metros
mb	Miles de barriles
mbpce	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente
md	Metros desviados
mmb	Millones de barriles
mmbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmmb	Miles de millones de barriles
mmmbpce	Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmmpc	Miles de millones de pies cúbicos
mmpc	Millones de pies cúbicos
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
mpc	Miles de pies cúbicos
MS	Mioceno Superior
mv	Metros verticales
mvbnm	Metros verticales bajo el nivel del mar
NW	Noroeste
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PAE	Prueba de alcance extendido
pc	Pies cúbicos
PCE	Petróleo crudo equivalente
PDP	Probada desarrollada produciendo
PDNP	Probada desarrollada no produciendo
PND	Probada no desarrollada
Pemex	Petróleos Mexicanos
PEP	Pemex Exploración y Producción

	Concepto
PI	Plioceno Inferior
PRMS	Petroleum Resources Management System
psia	Unidad absoluta de presión
PTP	Presión en cabeza de pozo
PVT	Presión Volumen Temperatura
Qc	Gasto de condensado
Qg	Gasto de gas
RGA	Relación gas-aceite
Rsi	Relación gas-petróleo en solución inicial
SEC	Securities and Exchange Commission
SEG	Society of Exploration Geophysicists
SPE	Society of Petroleum Engineers
SPRMNE	Subdirección de Producción Región Marina Noreste
SPEE	Society of Petroleum Evaluation Engineers
SPWLA	Society of Petrophysicists and Well Log Analysts
WPC	World Petroleum Council

Glosario

Aceite: Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de substancias que no son hidrocarburos.

Aceite ligero: La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.

Aceite pesado: Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

Aceite superligero: Su densidad es mayor a los 38 grados API.

Acumulación: Ocurrencia natural de hidrocarburos en un yacimiento.

Adiciones: Es la reserva resultante de la actividad exploratoria. Comprende los descubrimientos y delimitaciones de un campo durante el periodo en estudio.

Aguas profundas: Zonas costa afuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 500 metros, pero menor a 1,500 metros.

Anticlinal: Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

Área contractual: La superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie y para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de la celebración de Contratos para la Exploración y Extracción.

Área de Asignación: La superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de una Asignación

Área probada: Proyección en planta de la parte conocida del yacimiento correspondiente al volumen probado.

Asignación: El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un asignatario el derecho para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el área de asignación, por una duración específica.

Asignatario: Petróleos Mexicanos o cualquier otra empresa productiva del Estado que sea titular de una asignación y operador de un área de asignación.

Barril: Unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados; equivale a 42 galones o 158.9873 litros. Un metro cúbico equivale aproximadamente a 6.2898 barriles.

Bombeo neumático: Sistema artificial de producción

que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de ésta y la tubería de revestimiento.

Campo: Área consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo con los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

Pueden existir dos o más yacimientos en un campo separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas.

Complejo: Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común, además de presentar yacimientos con similares condiciones litológicas, estructurales, petrofísicas, sedimentológicas y de fluidos.

Condensados: Líquidos del gas natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados.

Condiciones estándar: Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.

Cuenca: Receptáculo de grandes dimensiones donde se deposita una columna de sedimentos provenientes de rocas circundantes preexistentes y que comparte una historia estratigráfica y tectónica común.

Delimitación: Actividad de exploración que incrementa o reduce reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.

Densidad: Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

Densidad API: Medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: Densidad API=(141.5/densidad relativa)-131.5. La densidad API se expresa en grados, la densidad relativa igual a 1.0 equivale a 10 grados API.

Desarrollo: Actividad que incrementa o reduce reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

Descubrimiento: Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

Espaciamiento: Distancia óptima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo o un yacimiento.

Espesor neto (Hn): Resulta de restar al espesor total de un yacimiento las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.

Espesor bruto o total (Hb): Espesor que va desde la cima hasta la base de un yacimiento y está limitado por un nivel de agua o por un cambio de facies o límite de formación.

Estratigrafía: Rama de la geología que estudia el origen, composición, distribución y sucesión de estratos rocosos que forman la corteza terrestre y su organización en unidades, dependiendo de sus características y su distribución en espacio y tiempo.

Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (feem): Es la fracción de gas natural que resulta de considerar el autoconsumo y falta de capacidad en el manejo de éste. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo en el área correspondiente al campo en estudio.

Factor de encogimiento por impurezas (fei): Es la fracción que resulta de considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo.

Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del complejo procesador de gas donde se procesa la producción del campo analizado.

Factor de encogimiento por licuables en el transporte (felt): Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en el transporte a plantas de procesamiento. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo anual del área correspondiente al campo en estudio.

Factor de encogimiento por licuables en planta (felp): Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en las plantas de proceso. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del complejo procesador de gas donde se procesa la producción del campo en estudio.

Factor de equivalencia de gas seco a líquido (fegsl): Factor utilizado para relacionar el gas seco a su equivalente líquido. Se obtiene a partir de la composición molar del gas del yacimiento, considerando los poderes caloríficos unitarios de cada uno de los componentes y el poder calorífico del líquido de equivalencia.

Factor de recuperación (fr): Es la relación existente entre la reserva original y el volumen original de aceite o gas, medido a condiciones atmosféricas, de un yacimiento.

Factor de recuperación de condensados (frc): Es el factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales de distribución y transporte.

Se obtiene de la estadística de operación del manejo de gas y condensado del último periodo anual en el área correspondiente al campo en estudio.

Factor de recuperación de líquidos en planta (frlp): Es el factor utilizado para obtener las porciones líquidas que se recuperan en la planta procesadora de gas natural. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del complejo procesador de gas donde es procesada la producción del campo analizado.

Factor de volumen (B): Factor que relaciona la unidad de volumen de fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie medido a condiciones estándar. Se tienen factores de volumen para el aceite, para el gas, para ambas fases, y para el agua.

Falla: Discontinuidad en la corteza terrestre que ocurre de forma natural al ser sometida a grandes esfuerzos, ocasionando desplazamiento entre los bloques.

Fase: Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema.

Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Shale gas/oil: Gas y aceite producidos a partir de formaciones compuestas por lutitas.

Gas húmedo: Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

Gas natural: Mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o substancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

Gas no asociado: Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Gas seco: Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano.

El gas seco también se obtiene después de que el gas ha sido sometido a procesos industriales en los complejos procesadores de gas.

Gas seco equivalente a líquido (GSEL): Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen del gas seco.

Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

Límite económico: Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación.

Limolita: Roca sedimentaria clástica de grano fino, compuesta principalmente de limo y una significativa fracción de arcilla. Su granulometría está comprendida entre las arenas finas y las arcillas.

Líquidos de planta: Líquidos del gas natural recuperados en los complejos procesadores de gas, consistiendo de etano, propano y butano.

Lutita: Roca sedimentaria detrítica de grano fino, compuesta por partículas del tamaño de arcilla y limo en estratos delgados relativamente impermeables. Se considera la roca sedimentaria más abundante.

Núcleo: Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación de un pozo para determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos y otras propiedades asociadas a la calidad del yacimiento.

Permeabilidad: Facilidad de una roca para permitir el paso de los fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento es, o no, de buenas características productoras.

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno, se encuentra presente en los espacios porosos de la roca. El petróleo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales como constituyentes

menores. Los compuestos que forman el petróleo pueden estar en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes.

Petróleo crudo equivalente (PCE): Forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite, de condensados, de los líquidos de planta y del gas seco equivalente a líquido.

Plan de desarrollo: Documento indicativo en el cual el operador petrolero describe de manera secuencial las actividades relacionadas al proceso de extracción de hidrocarburos y programas asociados a éstas, en razón de una asignación o contrato del que es titular.

Poder calorífico: Es la cantidad de calor liberado por unidad de masa, o por unidad de volumen, cuando una sustancia es quemada completamente.

Los poderes caloríficos de los combustibles sólidos y líquidos se expresan en calorías por gramo o en BTU por libra. Para los gases, este parámetro se expresa generalmente en kilocalorías por metro cúbico o en BTU por pie cúbico.

Porosidad: Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Porosidad efectiva: Fracción que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca.

Pozo de desarrollo: Pozo perforado con el fin de producir hidrocarburos.

Pozo exploratorio: Pozo que se perfora con el propósito de efectuar la evaluación del potencial petrolero en áreas nuevas y aquellas que tengan como objetivo encontrar un nuevo yacimiento e incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos en áreas ya conocidas.

Pozo delimitador: Pozo que se perfora con el objetivo de definir y/o corroborar los límites horizontales y verticales de un yacimiento, así como adquirir información para disminuir la incertidumbre de las propiedades petrofísicas, distribución de fluidos y la geometría del yacimiento.

Provincia geológica: Región de grandes dimensiones caracterizada por una historia geológica y desarrollos similares.

Recuperación mejorada: Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento termodinámico de los fluidos residentes.
La recuperación mejorada no se restringe a alguna etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria).

Recuperación primaria: Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

Recuperación secundaria: Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria.

Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

Recurso: Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original in situ.

Recurso contingente: Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada, y que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que, bajo las condiciones económicas de evaluación correspondientes a esa misma fecha, no se consideran comercialmente recuperables.

Recurso descubierto: Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de pozos perforados.

Recurso prospectivo: Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.

Registro de pozos: Representa la información sobre las formaciones del subsuelo obtenidas por medio de herramientas que se introducen en los pozos; son de tipo eléctrico, acústico y radioactivo, principalmente. También existen los registros de hidrocarburos, que en general proporcionan información de velocidad de perforación, contenido de gas en lodo y recortes, así como cromatografía.

Relación gas-aceite (RGA): Relación de la producción de gas del yacimiento a la producción de aceite, medidos a condiciones atmosféricas.

Relación reserva-producción: Es el resultado de dividir la reserva remanente a una fecha entre la producción de un periodo.

Este indicador supone producción constante, precio de hidrocarburos y costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.

Reservas de hidrocarburos: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación. Para ser considerados como reservas, los hidrocarburos deben satisfacer cuatro criterios: ser descubiertos, recuperables, comerciales y remanentes (a la fecha de evaluación), basadas en el o los proyectos de desarrollo aplicados. Adicionalmente, las reservas pueden ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones.

Reserva original: Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. Es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

Reserva remanente: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables.

Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.

Reservas probables: Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son más tendientes a ser comercialmente

recuperables que no serlo, comparadas con las reservas probadas, pero más ciertas a ser recuperadas comparadas con las reservas posibles.

Reservas probadas: Volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales.

Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.

Reservas probadas desarrolladas: Reservas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser recuperadas con la infraestructura actual mediante trabajo adicional con costos moderados de inversión. Las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada serán consideradas desarrolladas cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean menores. Se consideran en este renglón, las reservas en intervalos terminados los cuales están abiertos al tiempo de la estimación, pero no han empezado a producir por condiciones de mercado, problemas de conexión o problemas mecánicos, y cuyo costo de rehabilitación es relativamente menor.

Reservas probadas no desarrolladas: Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes o para construir las instalaciones de producción y transporte.

Reservas posibles: Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

Reservas 1P: Igual a las reservas probadas. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, debería haber una probabilidad de al menos 90 por ciento de que el volumen a recuperar sea igual o mayor al calculado, es decir, reservas con alta certidumbre.

Reservas 2P: Es igual a las reservas probadas más las reservas probables. Si se emplean métodos probabilistas, debería haber una probabilidad de al menos 50 por ciento de que el volumen a recuperar sea igual o mayor a la estimación de 2P.

Reservas 3P: Es igual a las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles. Si se emplean métodos probabilistas, debería haber una probabilidad de al menos 10 por ciento de que el volumen a recuperar sea igual o mayor a la estimación de 3P.

Revisión: Es la reserva resultante de comparar la evaluación del año anterior con la nueva, en la cual se consideró nueva información geológica, geofísica, de operación, comportamiento del yacimiento, así como la variación en los precios de los hidrocarburos y costos de extracción. No incluye la perforación de pozos.

Saturación de fluidos: Porción del espacio poroso ocupado por un fluido en particular, pudiendo existir aceite, gas y agua.

Sección sísmica: Perfil sísmico (en tiempo o profundidad) que emplea la reflexión de las ondas sísmicas para determinar la geología del subsuelo.

Trampa: Estructura geológica que permite la acumulación de hidrocarburos, impidiendo la migración de los fluidos de la roca almacén, dando origen a un yacimiento.

Volumen original de gas: Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos, de fluidos o convencionales, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como de superficie.

Volumen original de aceite: Cantidad de aceite que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos, de fluidos o convencionales, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como de superficie.

Yacimiento: Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

Yacimiento análogo: Es aquel que se encuentra en la misma área geográfica y está formado por los mismos, o muy similares procesos geológicos que el yacimiento en cuestión, específicamente en lo que respecta a sedimentación, diagénesis, presión, temperatura, historia química y mecánica, así como en el aspecto estructural. También tiene la misma edad geológica, características geológicas y propiedades de fluidos y rocas. Las características análogas pueden incluir profundidades aproximadas, mecanismos de empuje de fluidos, contenido original de hidrocarburos, densidad del aceite, tamaño del yacimiento, espesor bruto, espesor neto, relación neto/bruto, litología, heterogeneidades, porosidad y permeabilidad. La analogía es ampliamente usada en la estimación de recursos, particularmente en exploración y en etapas tempranas del desarrollo del campo cuando no se tiene disponible información de este.

Pemex Exploración y Producción
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta * mmb	Gas seco ** mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas seco mmmpc
Totales (3P)	**229,540.8**	**258,638.8**	**19,970.3**	**14,894.8**	**58.1**	**867.1**	**4,150.4**	**28,752.5**	**21,585.7**
Marina Noreste	72,378.2	27,645.2	7,170.0	6,647.9	19.0	155.7	347.3	3,164.0	1,806.2
Marina Suroeste	27,797.3	31,993.1	2,080.1	1,735.4	10.8	106.6	227.3	2,088.5	1,182.1
Norte	90,431.4	124,014.5	8,239.8	5,022.4	19.5	266.6	2,931.3	18,627.0	15,245.7
Sur	38,934.0	74,986.1	2,480.3	1,489.0	8.7	338.2	644.4	4,873.0	3,351.7
Probadas	**164,299.0**	**201,332.9**	**7,428.5**	**5,684.0**	**28.5**	**361.8**	**1,354.1**	**9,728.7**	**7,042.7**
Marina Noreste	67,261.7	26,710.6	3,466.9	3,195.2	10.2	81.0	180.6	1,597.6	939.1
Marina Suroeste	22,961.4	28,120.4	842.5	641.0	6.3	62.3	132.9	1,170.6	691.0
Norte	39,085.7	77,992.6	1,792.8	1,045.2	6.8	41.5	699.3	4,385.6	3,637.0
Sur	34,990.1	68,509.4	1,326.3	802.6	5.2	177.1	341.4	2,574.9	1,775.6
Probables	**30,773.0**	**24,103.9**	**5,947.6**	**4,293.6**	**18.0**	**249.5**	**1,386.5**	**9,636.6**	**7,211.0**
Marina Noreste	3,824.6	652.8	1,930.5	1,775.5	5.1	46.4	103.5	968.2	538.1
Marina Suroeste	1,948.7	1,634.1	370.7	315.2	1.7	17.2	36.7	347.5	190.7
Norte	23,169.7	19,124.5	3,026.9	1,838.8	9.2	98.6	1,080.3	7,072.4	5,618.8
Sur	1,830.0	2,692.5	619.4	364.1	2.0	87.4	166.0	1,248.5	863.4
2P	**195,072.1**	**225,436.8**	**13,376.1**	**9,977.7**	**46.5**	**611.3**	**2,740.6**	**19,365.2**	**14,253.7**
Marina Noreste	71,086.3	27,363.4	5,397.4	4,970.7	15.4	127.4	284.0	2,565.8	1,477.1
Marina Suroeste	24,910.1	29,754.4	1,213.2	956.2	8.0	79.5	169.5	1,518.1	881.8
Norte	62,255.5	97,117.0	4,819.7	2,884.0	16.0	140.0	1,779.6	11,458.0	9,255.8
Sur	36,820.2	71,201.9	1,945.8	1,166.7	7.2	264.5	507.4	3,823.3	2,639.0
Posibles	**34,468.8**	**33,202.0**	**6,594.2**	**4,917.1**	**11.5**	**255.8**	**1,409.7**	**9,387.3**	**7,332.0**
Marina Noreste	1,291.9	281.8	1,772.6	1,677.3	3.7	28.4	63.3	598.1	329.1
Marina Suroeste	2,887.2	2,238.6	866.9	779.2	2.9	27.1	57.8	570.4	300.4
Norte	28,175.9	26,897.5	3,420.1	2,138.4	3.5	126.6	1,151.7	7,169.0	5,989.8
Sur	2,113.8	3,784.1	534.6	322.3	1.6	73.7	137.0	1,049.7	712.7

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al del crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones estándar.

Pemex Exploración y Producción, Región Marina Noreste
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta * mmb	Gas seco ** mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas seco mmmpc
Totales (3P)	**72,378.2**	**27,645.2**	**7,170.0**	**6,647.9**	**19.0**	**155.7**	**347.3**	**3,164.0**	**1,806.2**
Cantarell	38,169.3	17,344.4	2,129.1	1,867.0	11.1	77.7	173.3	1,723.7	901.1
Ku-Maloob-Zaap	34,208.9	10,300.8	5,040.9	4,780.9	7.9	78.0	174.0	1,440.3	905.2
Probadas	**67,261.7**	**26,710.6**	**3,466.9**	**3,195.2**	**10.2**	**81.0**	**180.6**	**1,597.6**	**939.1**
Cantarell	37,724.2	17,149.5	958.3	837.4	6.2	35.5	79.2	766.0	411.9
Ku-Maloob-Zaap	29,537.6	9,561.1	2,508.6	2,357.8	4.0	45.4	101.4	831.7	527.1
Probables	**3,824.6**	**652.8**	**1,930.5**	**1,775.5**	**5.1**	**46.4**	**103.5**	**968.2**	**538.1**
Cantarell	265.8	159.9	701.6	614.5	2.9	26.1	58.1	589.5	302.2
Ku-Maloob-Zaap	3,558.8	492.9	1,228.9	1,161.0	2.2	20.3	45.3	378.7	235.8
2P	**71,086.3**	**27,363.4**	**5,397.4**	**4,970.7**	**15.4**	**127.4**	**284.0**	**2,565.8**	**1,477.1**
Cantarell	37,990.0	17,309.4	1,660.0	1,451.9	9.1	61.6	137.3	1,355.4	714.2
Ku-Maloob-Zaap	33,096.3	10,054.0	3,737.5	3,518.8	6.2	65.8	146.7	1,210.4	763.0
Posibles	**1,291.9**	**281.8**	**1,772.6**	**1,677.3**	**3.7**	**28.4**	**63.3**	**598.1**	**329.1**
Cantarell	179.3	35.0	469.1	415.1	2.0	16.1	35.9	368.2	186.9
Ku-Maloob-Zaap	1,112.6	246.8	1,303.4	1,262.2	1.7	12.3	27.3	229.9	142.2

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al del crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones estándar.

Pemex Exploración y Producción, Región Marina Suroeste
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta * mmb	Gas seco ** mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas seco mmmpc
Totales (3P)	**27,797.3**	**31,993.1**	**2,080.1**	**1,735.4**	**10.8**	**106.6**	**227.3**	**2,088.5**	**1,182.1**
Abkatún-Pol-Chuc	16,222.1	16,884.8	307.8	193.5	3.7	35.3	75.4	606.0	392.4
Litoral de Tabasco	11,575.2	15,108.2	1,772.3	1,541.9	7.2	71.3	151.8	1,482.5	789.7
Probadas	**22,961.4**	**28,120.4**	**842.5**	**641.0**	**6.3**	**62.3**	**132.9**	**1,170.6**	**691.0**
Abkatún-Pol-Chuc	15,732.8	16,305.6	259.9	165.8	2.9	29.1	62.2	499.7	323.3
Litoral de Tabasco	7,228.6	11,814.7	582.6	475.2	3.4	33.2	70.7	670.9	367.8
Probables	**1,948.7**	**1,634.1**	**370.7**	**315.2**	**1.7**	**17.2**	**36.7**	**347.5**	**190.7**
Abkatún-Pol-Chuc	94.3	265.5	36.6	19.7	0.5	5.2	11.1	87.0	58.0
Litoral de Tabasco	1,854.4	1,368.6	334.1	295.5	1.2	12.0	25.5	260.5	132.8
2P	**24,910.1**	**29,754.4**	**1,213.2**	**956.2**	**8.0**	**79.5**	**169.5**	**1,518.1**	**881.8**
Abkatún-Pol-Chuc	15,827.1	16,571.1	296.5	185.5	3.4	34.3	73.3	586.8	381.3
Litoral de Tabasco	9,083.0	13,183.4	916.7	770.7	4.6	45.2	96.2	931.3	500.5
Posibles	**2,887.2**	**2,238.6**	**866.9**	**779.2**	**2.9**	**27.1**	**57.8**	**570.4**	**300.4**
Abkatún-Pol-Chuc	395.0	313.7	11.3	7.9	0.3	1.0	2.1	19.3	11.1
Litoral de Tabasco	2,492.2	1,924.9	855.5	771.2	2.6	26.1	55.6	551.1	289.2

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al del crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones estándar.

Pemex Exploración y Producción, Región Norte
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta * mmb	Gas seco ** mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas seco mmmpc
Totales (3P)	**90,431.4**	**124,014.5**	**8,239.8**	**5,022.4**	**19.5**	**266.6**	**2,931.3**	**18,627.0**	**15,245.7**
Poza Rica-Altamira	87,507.1	83,277.1	5,765.8	4,167.1	3.6	234.2	1,361.0	9,866.4	7,078.3
Reynosa	128.2	22,826.5	354.5	8.1	15.9	31.9	298.7	2,114.1	1,553.3
Veracruz	2,796.0	17,910.9	2,119.5	847.3	0.0	0.6	1,271.7	6,646.5	6,614.1
Probadas	**39,085.7**	**77,992.6**	**1,792.8**	**1,045.2**	**6.8**	**41.5**	**699.3**	**4,385.6**	**3,637.0**
Poza Rica-Altamira	37,067.3	46,489.6	1,004.1	765.2	1.3	30.2	207.4	1,597.9	1,078.6
Reynosa	124.5	19,322.7	119.7	3.0	5.5	10.7	100.5	726.3	522.9
Veracruz	1,893.9	12,180.2	669.0	277.0	0.0	0.6	391.4	2,061.4	2,035.5
Probables	**23,169.7**	**19,124.5**	**3,026.9**	**1,838.8**	**9.2**	**98.6**	**1,080.3**	**7,072.4**	**5,618.8**
Poza Rica-Altamira	22,773.5	14,995.9	2,187.9	1,566.3	2.3	85.1	534.3	3,994.5	2,778.8
Reynosa	1.7	1,524.4	158.4	4.1	7.0	13.5	133.9	930.2	696.2
Veracruz	394.5	2,604.2	680.7	268.4	0.0	0.0	412.2	2,147.7	2,143.9
2P	**62,255.5**	**97,117.0**	**4,819.7**	**2,884.0**	**16.0**	**140.0**	**1,779.6**	**11,458.0**	**9,255.8**
Poza Rica-Altamira	59,840.8	61,485.5	3,192.0	2,331.5	3.6	115.3	741.7	5,592.4	3,857.4
Reynosa	126.2	20,847.1	278.0	7.1	12.4	24.2	234.4	1,656.6	1,219.0
Veracruz	2,288.4	14,784.4	1,349.6	545.5	0.0	0.6	803.6	4,209.0	4,179.4
Posibles	**28,175.9**	**26,897.5**	**3,420.1**	**2,138.4**	**3.5**	**126.6**	**1,151.7**	**7,169.0**	**5,989.8**
Poza Rica-Altamira	27,666.3	21,791.6	2,573.8	1,835.6	0.0	118.9	619.3	4,274.0	3,220.9
Reynosa	2.0	1,979.4	76.4	1.0	3.5	7.7	64.3	457.6	334.2
Veracruz	507.6	3,126.5	769.9	301.8	0.0	0.0	468.1	2,437.4	2,434.7

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al del crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones estándar.

Pemex Exploración y Producción, Región Sur
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta * mmb	Gas seco ** mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas seco mmmpc
Totales (3P)	**38,934.0**	**74,986.1**	**2,480.3**	**1,489.0**	**8.7**	**338.2**	**644.4**	**4,873.0**	**3,351.7**
Bellota-Jujo	14,336.1	20,296.5	1,599.1	1,001.8	5.7	203.5	388.1	2,924.7	2,018.4
Cinco Presidentes	5,736.7	5,967.0	207.3	143.6	0.0	22.9	40.8	341.2	212.1
Macuspana-Muspac	5,708.6	26,988.6	150.2	56.3	0.9	30.2	62.9	453.1	326.9
Samaria-Luna	13,152.6	21,734.0	523.8	287.3	2.1	81.7	152.7	1,154.1	794.4
Probadas	**34,990.1**	**68,509.4**	**1,326.3**	**802.6**	**5.2**	**177.1**	**341.4**	**2,574.9**	**1,775.6**
Bellota-Jujo	12,418.9	17,578.0	878.2	540.6	3.2	114.7	219.9	1,656.4	1,143.4
Cinco Presidentes	5,705.9	5,780.6	82.7	62.2	0.0	7.2	13.3	126.8	68.9
Macuspana-Muspac	5,318.7	26,002.7	135.3	48.7	0.8	28.1	57.6	417.8	299.8
Samaria-Luna	11,546.7	19,148.1	230.1	151.2	1.2	27.1	50.7	373.8	263.4
Probables	**1,830.0**	**2,692.5**	**619.4**	**364.1**	**2.0**	**87.4**	**166.0**	**1,248.5**	**863.4**
Bellota-Jujo	1,086.4	1,601.9	498.9	296.2	1.7	69.4	131.6	984.5	684.6
Cinco Presidentes	15.5	72.5	48.3	30.0	0.0	6.6	11.7	97.3	60.6
Macuspana-Muspac	227.2	603.1	14.9	7.6	0.1	2.0	5.2	35.2	27.1
Samaria-Luna	500.9	414.9	57.4	30.3	0.2	9.4	17.5	131.4	91.0
2P	**36,820.2**	**71,201.9**	**1,945.8**	**1,166.7**	**7.2**	**264.5**	**507.4**	**3,823.3**	**2,639.0**
Bellota-Jujo	13,505.3	19,180.0	1,377.2	836.7	4.9	184.0	351.5	2,640.9	1,828.1
Cinco Presidentes	5,721.4	5,853.1	131.0	92.2	0.0	13.8	24.9	224.1	129.6
Macuspana-Muspac	5,545.9	26,605.8	150.2	56.3	0.9	30.2	62.9	453.1	326.9
Samaria-Luna	12,047.6	19,563.0	287.5	181.5	1.4	36.4	68.2	505.2	354.5
Posibles	**2,113.8**	**3,784.1**	**534.6**	**322.3**	**1.6**	**73.7**	**137.0**	**1,049.7**	**712.7**
Bellota-Jujo	830.8	1,116.5	222.0	165.1	0.9	19.4	36.6	283.8	190.3
Cinco Presidentes	15.3	113.8	76.3	51.4	0.0	9.0	15.9	117.1	82.5
Macuspana-Muspac	162.7	382.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Samaria-Luna	1,105.0	2,171.0	236.3	105.8	0.7	45.2	84.6	648.8	439.9

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al del crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones estándar.

Pemex Exploración y Producción
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta * mmb	Gas seco ** mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas seco mmmpc
Totales (3P)	**225,829.6**	**251,057.2**	**18,548.5**	**13,888.9**	**56.2**	**772.1**	**3,831.3**	**26,686.7**	**19,926.5**
Marina Noreste	72,378.2	27,645.2	7,170.0	6,647.9	19.0	155.7	347.3	3,164.0	1,806.2
Marina Suroeste	27,133.2	31,480.6	1,960.0	1,625.7	10.5	103.2	220.5	2,012.6	1,146.8
Norte	88,134.3	119,060.3	7,548.5	4,564.9	19.5	234.2	2,729.9	17,498.5	14,198.2
Sur	38,183.9	72,871.2	1,870.0	1,050.3	7.1	278.9	533.6	4,011.6	2,775.3
Probadas	**163,890.2**	**200,768.7**	**7,328.5**	**5,557.8**	**28.6**	**371.9**	**1,370.1**	**9,847.6**	**7,126.0**
Marina Noreste	67,261.7	26,710.6	3,466.9	3,195.2	10.2	81.0	180.6	1,597.6	939.1
Marina Suroeste	22,723.6	27,900.1	826.6	626.1	6.3	62.0	132.3	1,165.4	688.1
Norte	39,024.9	77,887.0	1,784.2	1,039.6	6.8	41.4	696.4	4,369.1	3,621.9
Sur	34,879.9	68,271.0	1,250.7	697.0	5.3	187.5	360.9	2,715.6	1,877.0
Probables	**30,211.9**	**23,366.2**	**5,604.5**	**4,044.7**	**17.1**	**220.3**	**1,322.3**	**9,162.4**	**6,877.2**
Marina Noreste	3,824.6	652.8	1,930.5	1,775.5	5.1	46.4	103.5	968.2	538.1
Marina Suroeste	1,703.4	1,459.1	321.4	268.3	1.6	16.4	35.1	329.8	182.7
Norte	23,084.5	18,896.1	2,995.3	1,816.8	9.2	98.5	1,070.9	7,018.0	5,569.5
Sur	1,599.4	2,358.2	357.2	184.1	1.2	59.0	112.9	846.4	587.0
2P	**194,102.1**	**224,134.9**	**12,932.9**	**9,602.6**	**45.7**	**592.2**	**2,692.5**	**19,010.1**	**14,003.3**
Marina Noreste	71,086.3	27,363.4	5,397.4	4,970.7	15.4	127.4	284.0	2,565.8	1,477.1
Marina Suroeste	24,427.1	29,359.2	1,148.1	894.4	7.9	78.4	167.4	1,495.1	870.8
Norte	62,109.4	96,783.1	4,779.6	2,856.4	16.0	139.9	1,767.3	11,387.1	9,191.4
Sur	36,479.3	70,629.2	1,607.9	881.1	6.5	246.5	473.8	3,562.0	2,464.0
Posibles	**31,727.6**	**26,922.4**	**5,615.5**	**4,286.3**	**10.4**	**179.9**	**1,138.9**	**7,676.6**	**5,923.3**
Marina Noreste	1,291.9	281.8	1,772.6	1,677.3	3.7	28.4	63.3	598.1	329.1
Marina Suroeste	2,706.2	2,121.4	811.9	731.4	2.7	24.8	53.1	517.5	276.0
Norte	26,024.9	22,277.2	2,768.9	1,708.5	3.5	94.3	962.7	6,111.4	5,006.8
Sur	1,704.6	2,242.0	262.2	169.2	0.6	32.4	59.9	449.6	311.4

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al del crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones estándar.

Pemex Exploración y Producción, Región Marina Noreste
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta * mmb	Gas seco ** mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas seco mmmpc
Totales (3P)	**72,378.2**	**27,645.2**	**7,170.0**	**6,647.9**	**19.0**	**155.7**	**347.3**	**3,164.0**	**1,806.2**
Cantarell	38,169.3	17,344.4	2,129.1	1,867.0	11.1	77.7	173.3	1,723.7	901.1
Ku-Maloob-Zaap	34,208.9	10,300.8	5,040.9	4,780.9	7.9	78.0	174.0	1,440.3	905.2
Probadas	**67,261.7**	**26,710.6**	**3,466.9**	**3,195.2**	**10.2**	**81.0**	**180.6**	**1,597.6**	**939.1**
Cantarell	37,724.2	17,149.5	958.3	837.4	6.2	35.5	79.2	766.0	411.9
Ku-Maloob-Zaap	29,537.6	9,561.1	2,508.6	2,357.8	4.0	45.4	101.4	831.7	527.1
Probables	**3,824.6**	**652.8**	**1,930.5**	**1,775.5**	**5.1**	**46.4**	**103.5**	**968.2**	**538.1**
Cantarell	265.8	159.9	701.6	614.5	2.9	26.1	58.1	589.5	302.2
Ku-Maloob-Zaap	3,558.8	492.9	1,228.9	1,161.0	2.2	20.3	45.3	378.7	235.8
2P	**71,086.3**	**27,363.4**	**5,397.4**	**4,970.7**	**15.4**	**127.4**	**284.0**	**2,565.8**	**1,477.1**
Cantarell	37,990.0	17,309.4	1,660.0	1,451.9	9.1	61.6	137.3	1,355.4	714.2
Ku-Maloob-Zaap	33,096.3	10,054.0	3,737.5	3,518.8	6.2	65.8	146.7	1,210.4	763.0
Posibles	**1,291.9**	**281.8**	**1,772.6**	**1,677.3**	**3.7**	**28.4**	**63.3**	**598.1**	**329.1**
Cantarell	179.3	35.0	469.1	415.1	2.0	16.1	35.9	368.2	186.9
Ku-Maloob-Zaap	1,112.6	246.8	1,303.4	1,262.2	1.7	12.3	27.3	229.9	142.2

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al del crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones estándar.

Pemex Exploración y Producción, Región Marina Suroeste
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta * mmb	Gas seco ** mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas seco mmmpc
Totales (3P)	**27,133.2**	**31,480.6**	**1,960.0**	**1,625.7**	**10.5**	**103.2**	**220.5**	**2,012.6**	**1,146.8**
Abkatún-Pol-Chuc	16,222.1	16,884.8	307.8	193.5	3.7	35.3	75.4	606.0	392.4
Litoral de Tabasco	10,911.1	14,595.7	1,652.2	1,432.3	6.9	68.0	145.0	1,406.6	754.4
Probadas	**22,723.6**	**27,900.1**	**826.6**	**626.1**	**6.3**	**62.0**	**132.3**	**1,165.4**	**688.1**
Abkatún-Pol-Chuc	15,732.8	16,305.6	259.9	165.8	2.9	29.1	62.2	499.7	323.3
Litoral de Tabasco	6,990.8	11,594.5	566.7	460.3	3.4	32.9	70.1	665.7	364.8
Probables	**1,703.4**	**1,459.1**	**321.4**	**268.3**	**1.6**	**16.4**	**35.1**	**329.8**	**182.7**
Abkatún-Pol-Chuc	94.3	265.5	36.6	19.7	0.5	5.2	11.1	87.0	58.0
Litoral de Tabasco	1,609.2	1,193.6	284.9	248.6	1.1	11.2	24.0	242.7	124.7
2P	**24,427.1**	**29,359.2**	**1,148.1**	**894.4**	**7.9**	**78.4**	**167.4**	**1,495.1**	**870.8**
Abkatún-Pol-Chuc	15,827.1	16,571.1	296.5	185.5	3.4	34.3	73.3	586.8	381.3
Litoral de Tabasco	8,600.0	12,788.1	851.6	708.8	4.5	44.1	94.1	908.4	489.5
Posibles	**2,706.2**	**2,121.4**	**811.9**	**731.4**	**2.7**	**24.8**	**53.1**	**517.5**	**276.0**
Abkatún-Pol-Chuc	395.0	313.7	11.3	7.9	0.3	1.0	2.1	19.3	11.1
Litoral de Tabasco	2,311.2	1,807.6	800.6	723.4	2.4	23.8	50.9	498.2	264.9

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al del crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones estándar.

Pemex Exploración y Producción, Región Norte
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta * mmb	Gas seco ** mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas seco mmmpc
Totales (3P)	**88,134.3**	**119,060.3**	**7,548.5**	**4,564.9**	**19.5**	**234.2**	**2,729.9**	**17,498.5**	**14,198.2**
Poza Rica-Altamira	85,458.3	79,098.5	5,150.5	3,751.8	3.6	201.8	1,193.4	8,917.4	6,206.7
Reynosa	128.2	22,826.5	354.5	8.1	15.9	31.9	298.7	2,114.1	1,553.3
Veracruz	2,547.8	17,135.3	2,043.5	805.0	0.0	0.6	1,237.9	6,467.0	6,438.2
Probadas	**39,024.9**	**77,887.0**	**1,784.2**	**1,039.6**	**6.8**	**41.4**	**696.4**	**4,369.1**	**3,621.9**
Poza Rica-Altamira	37,026.0	46,450.8	1,002.3	763.6	1.3	30.2	207.3	1,596.5	1,078.0
Reynosa	124.5	19,322.7	119.7	3.0	5.5	10.7	100.5	726.3	522.9
Veracruz	1,874.4	12,113.4	662.2	273.1	0.0	0.6	388.6	2,046.2	2,021.0
Probables	**23,084.5**	**18,896.1**	**2,995.3**	**1,816.8**	**9.2**	**98.5**	**1,070.9**	**7,018.0**	**5,569.5**
Poza Rica-Altamira	22,748.4	14,972.8	2,179.9	1,558.8	2.3	85.0	533.8	3,988.3	2,776.0
Reynosa	1.7	1,524.4	158.4	4.1	7.0	13.5	133.9	930.2	696.2
Veracruz	334.4	2,398.9	657.1	253.9	0.0	0.0	403.2	2,099.5	2,097.2
2P	**62,109.4**	**96,783.1**	**4,779.6**	**2,856.4**	**16.0**	**139.9**	**1,767.3**	**11,387.1**	**9,191.4**
Poza Rica-Altamira	59,774.3	61,423.6	3,182.2	2,322.4	3.6	115.1	741.0	5,584.8	3,854.1
Reynosa	126.2	20,847.1	278.0	7.1	12.4	24.2	234.4	1,656.6	1,219.0
Veracruz	2,208.8	14,512.4	1,319.3	526.9	0.0	0.6	791.8	4,145.7	4,118.3
Posibles	**26,024.9**	**22,277.2**	**2,768.9**	**1,708.5**	**3.5**	**94.3**	**962.7**	**6,111.4**	**5,006.8**
Poza Rica-Altamira	25,684.0	17,674.9	1,968.4	1,429.4	0.0	86.6	452.3	3,332.6	2,352.6
Reynosa	2.0	1,979.4	76.4	1.0	3.5	7.7	64.3	457.6	334.2
Veracruz	338.9	2,622.9	724.1	278.1	0.0	0.0	446.1	2,321.2	2,319.9

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al del crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones estándar.

Pemex Exploración y Producción, Región Sur
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2022

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta * mmb	Gas seco ** mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas seco mmmpc
Totales (3P)	**38,183.9**	**72,871.2**	**1,870.0**	**1,050.3**	**7.1**	**278.9**	**533.6**	**4,011.6**	**2,775.3**
Bellota-Jujo	13,815.5	19,806.0	1,242.1	661.2	4.9	198.1	377.9	2,836.1	1,965.4
Cinco Presidentes	5,736.7	5,967.0	207.3	143.6	0.0	22.9	40.8	341.2	212.1
Macuspana-Muspac	5,708.6	26,988.6	150.2	56.3	0.9	30.2	62.9	453.1	326.9
Samaria-Luna	12,923.1	20,109.6	270.5	189.3	1.3	27.9	52.1	381.2	270.9
Probadas	**34,879.9**	**68,271.0**	**1,250.7**	**697.0**	**5.3**	**187.5**	**360.9**	**2,715.6**	**1,877.0**
Bellota-Jujo	12,334.9	17,499.0	824.7	443.4	3.3	129.8	248.2	1,865.2	1,291.1
Cinco Presidentes	5,705.9	5,780.6	82.7	62.2	0.0	7.2	13.3	126.8	68.9
Macuspana-Muspac	5,318.7	26,002.7	135.3	48.7	0.8	28.1	57.6	417.8	299.8
Samaria-Luna	11,520.4	18,988.8	208.0	142.7	1.2	22.3	41.8	305.8	217.2
Probables	**1,599.4**	**2,358.2**	**357.2**	**184.1**	**1.2**	**59.0**	**112.9**	**846.4**	**587.0**
Bellota-Jujo	881.3	1,408.7	264.2	127.9	1.0	46.5	88.8	660.9	461.6
Cinco Presidentes	15.5	72.5	48.3	30.0	0.0	6.6	11.7	97.3	60.6
Macuspana-Muspac	227.2	603.1	14.9	7.6	0.1	2.0	5.2	35.2	27.1
Samaria-Luna	475.4	273.9	29.8	18.6	0.1	3.9	7.2	53.0	37.7
2P	**36,479.3**	**70,629.2**	**1,607.9**	**881.1**	**6.5**	**246.5**	**473.8**	**3,562.0**	**2,464.0**
Bellota-Jujo	13,216.2	18,907.6	1,088.9	571.3	4.3	176.3	337.0	2,526.0	1,752.6
Cinco Presidentes	5,721.4	5,853.1	131.0	92.2	0.0	13.8	24.9	224.1	129.6
Macuspana-Muspac	5,545.9	26,605.8	150.2	56.3	0.9	30.2	62.9	453.1	326.9
Samaria-Luna	11,995.8	19,262.6	237.8	161.4	1.3	26.2	49.0	358.8	254.9
Posibles	**1,704.6**	**2,242.0**	**262.2**	**169.2**	**0.6**	**32.4**	**59.9**	**449.6**	**311.4**
Bellota-Jujo	599.3	898.4	153.1	89.9	0.6	21.7	40.9	310.0	212.8
Cinco Presidentes	15.3	113.8	76.3	51.4	0.0	9.0	15.9	117.1	82.5
Macuspana-Muspac	162.7	382.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Samaria-Luna	927.4	847.0	32.7	27.9	0.1	1.6	3.1	22.5	16.0

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al del crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones estándar.

Esta edición se publicó en octubre de 2022.

La producción estuvo a cargo de la Subdirección Técnica de
Exploración y Producción de Pemex Exploración y Producción.

