

Administración Integral de Yacimientos y Filosofía Regulatoria en México

Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara

Enero 2020

Administración Integral de Yacimientos y Filosofía Regulatoria en México

1. Características y definición de la AIY
2. Objetivos específicos de la AIY
3. Elementos de la AIY
4. AIY como eje principal dentro de la vida de un proyecto petrolero
5. Exploración
6. Evaluación
7. Extracción
8. Filosofía Regulatoria en México
9. Caso de Estudio: Campo Hokchi
10. Conclusiones

Características de la AIY

Para definir a la Administración Integral de Yacimientos hay que conocer primero sus características



Ing. Juan Sabido
Ing. Juan Sabido

PROCESO

Es un proceso continuo, ordenado y cíclico que se aplica a lo largo de la vida del Yacimiento.



Ing. Juan Sabido
Ing. Juan Sabido

RECURSOS

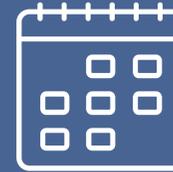
Integra recursos tecnológicos, económicos y humanos con el objetivo de obtener, procesar y analizar la información del Yacimiento necesaria para generar un plan de desarrollo.



Ing. Juan Sabido
Ing. Juan Sabido

INFORMACIÓN

Reconoce que la información está sujeta a incertidumbre, por lo que el plan tendrá que ser dinámico y actualizarse constantemente con la nueva información obtenida y generada.



Ing. Juan Sabido
Ing. Juan Sabido

MONITOREO

Establece que el monitoreo y seguimiento son de gran importancia para analizar los resultados obtenidos y validar la información utilizada en la generación del plan.



Ing. Juan Sabido
Ing. Juan Sabido

GANANCIAS

Define como objetivo principal la maximización de las ganancias económicas mediante la recuperación técnicamente factible de los hidrocarburos de un yacimiento.

Definición de AIY

4

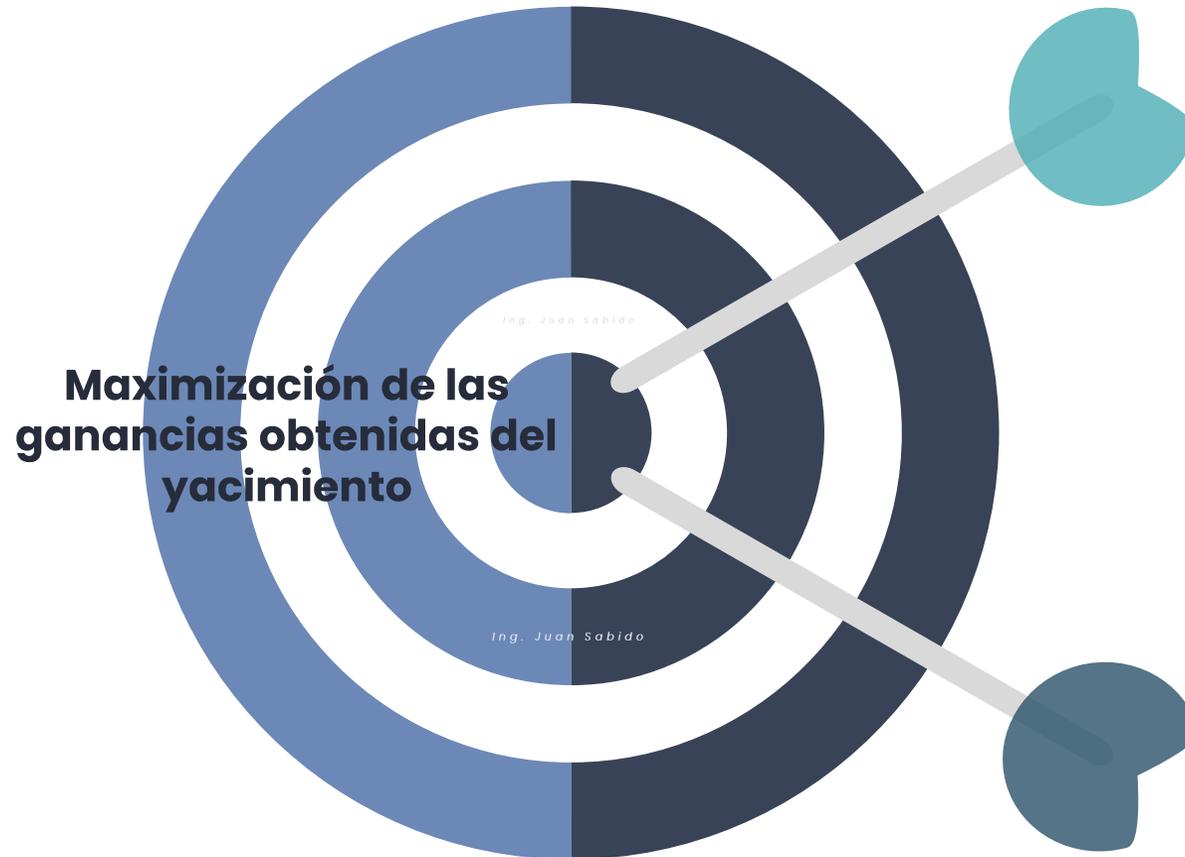
Si se integran las características de la Administración Integral de Yacimientos tendremos una definición óptima de la misma; por ejemplo, la planteada por el Dr. Rodríguez de la Garza en su artículo "La Administración de Yacimientos en México: Situación Actual y Perspectivas:

"Es un proceso continuo, ordenado y repetitivo, que emplea de manera óptima recursos humanos, tecnológicos y económicos para generar, mediante la integración, procesamiento y análisis de la información disponible, el plan de desarrollo y explotación de un yacimiento, su implantación, monitoreo, seguimiento, evaluación y revisión, de manera que a lo largo de la vida del yacimiento se logre una recuperación económica de los hidrocarburos, maximizando las ganancias".



Objetivos de la AIY

De la definición anterior se pueden establecer los objetivos específicos de la misma para así alcanzar el objetivo principal.



Maximización de las ganancias obtenidas del yacimiento

Optimización de la Recuperación de Hidrocarburos

Esto es incrementar el Factor de Recuperación de hidrocarburos de los yacimientos en condiciones económicamente viables.

Minimización de las Inversiones y Costos de Operación

Esto se puede conseguir al evitar sobre estimación de infraestructura y optimizar procesos.

Elementos de AIY

Si se consiguen integrar estos tres elementos es posible tomar decisiones que permitan alcanzar los objetivos de la Administración Integral de Yacimientos y así tener una estrategia de desarrollo adecuada. Lo contrario implica el fracaso de la Administración y como consecuencia los objetivos no se alcanzarán, condenando las inversiones económicas y los recursos del yacimiento.

Tecnología

Su papel es vital para alcanzar el objetivo de la AIY.



Ing. Juan Sabido



Ing. Juan Sabido



Ing. Juan Sabido

Conocimiento del Yacimiento

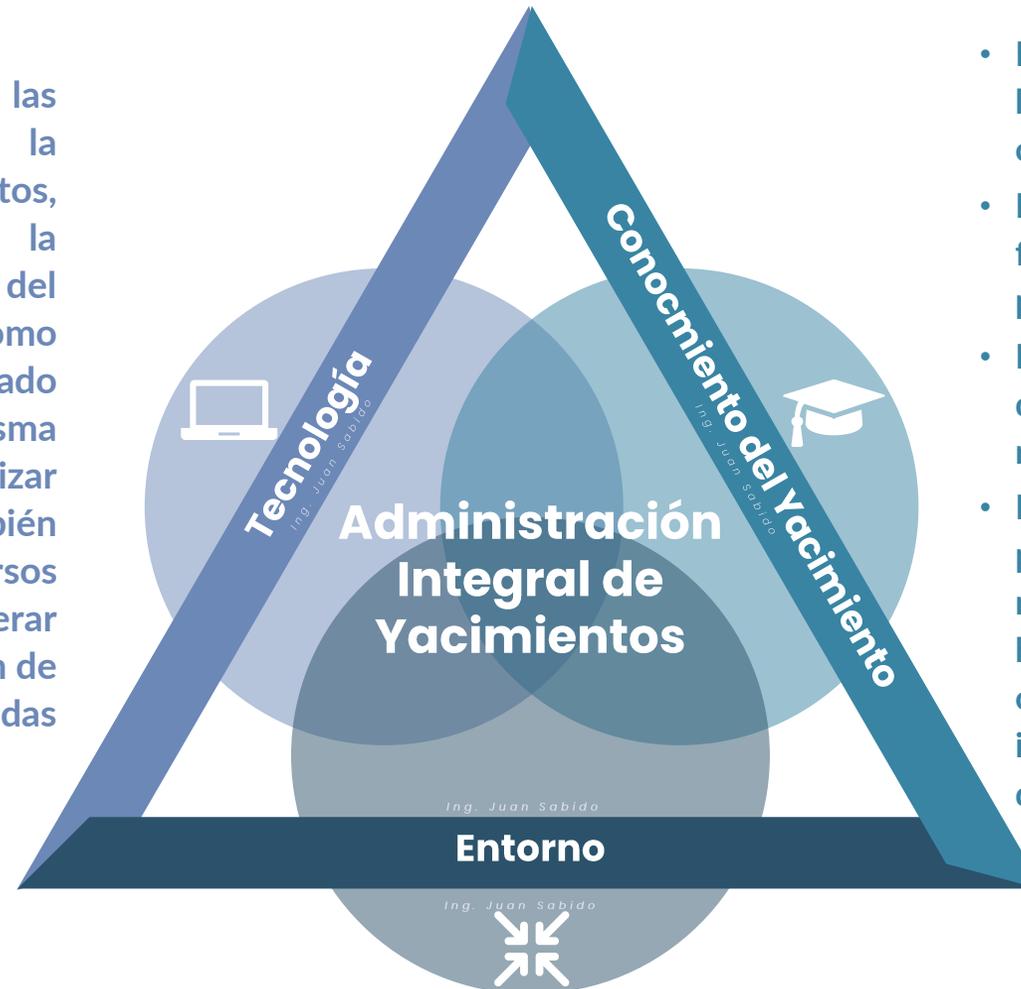
Inicia desde la fase Exploratoria, se enriquece durante la Evaluación y se afina durante la Extracción.

Entorno

Conocido también como Ambiente y se relaciona con factores sociales, políticos y económicos.

Elementos de la AIY

Puede modificar radicalmente las estrategias generadas de la Administración Integral de Yacimientos, esto es porque el grado de la información que se puede obtener del yacimiento puede ser tan extenso como la tecnología lo permita o tan limitado como se escatime en el uso de la misma para adquirir, procesar y analizar información. La tecnología también puede incorporar nuevos recursos petroleros al permitir recuperar volúmenes que sin la implementación de herramientas tecnológicas avanzadas serían irrecuperables.



- **Naturaleza General del Sistema:** Movimiento de los fluidos, propiedades de la roca, comportamiento de fase, entre otros.
- **Naturaleza Macroscópica:** Edad geológica, formación y ambiente de depósito, tipo de roca, profundidad, presión, longitud, espesor y área.
- **Naturaleza Microscópica:** Porosidad, saturación de fluidos, datos de permeabilidad relativa, relaciones de temperatura, presión - volumen.
- **Historia de Operación:** Número de pozos perforados, la terminación de los mismos, tipo y número de estimulaciones si es el caso, históricos de producción, inyección de fluidos, y cualquier dato que se tenga de actividades que interactúen directamente con el yacimiento y que pudieron modificar su condición original.

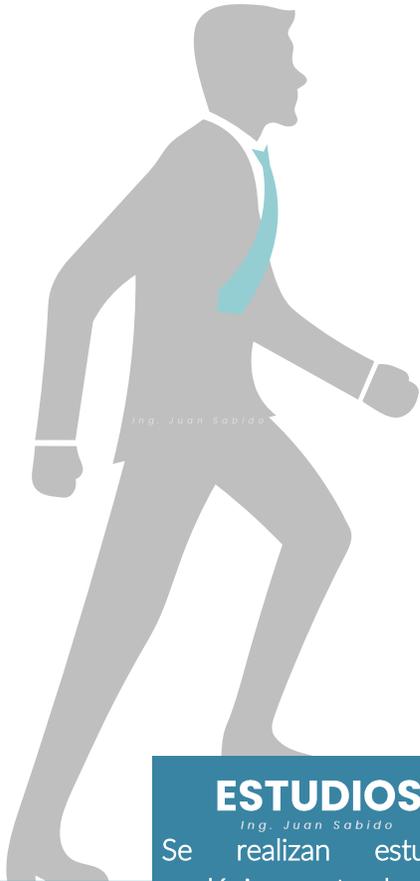
Legislación gubernamental, medio ambiente, seguridad, demanda en el mercado, precios de los hidrocarburos, esquemas de contratación, etcétera.

AIY como eje principal dentro de la cadena de valor de un proyecto petrolero

La Administración Integral de Yacimientos se incorpora como el eje principal dentro de la vida de un proyecto petrolero en la búsqueda de la optimización del valor económico asociado a la recuperación y explotación de hidrocarburos de un yacimiento, abarcando cada etapa fundamental del mismo.



Exploración



Ing. Juan Sabido
ADQUISICIÓN
Se realiza la adquisición y/o reprocesamiento de información sísmica.

Ing. Juan Sabido
ESTUDIOS
Se realizan estudios geológicos entre los que destacan de evaluación de cuencas, de plays, de Sistema Petrolero, sedimentológicos, estratigráficos, geoquímicos, tectónicos-estructurales, entre otros

Ing. Juan Sabido
RECURSOS PROSPECTIVOS
Se determinan los volúmenes de Recursos Prospectivos de las zonas exploradas mediante métodos probabilísticos que permiten obtener una probabilidad de éxito geológico.

Ing. Juan Sabido
PORTAFOLIO OPORTUNIDADES Y PROSPECTOS
Permite jerarquizar prospectos exploratorios, definir coordenadas, tipo de hidrocarburo, tipo de trampa, objetivo geológico, profundidad programada, elevación del terreno o tirante de agua, recurso prospectivo asociado, probabilidad geológica y comercial, sección sísmica interpretada referenciada a un mapa, días de perforación y terminación.

Ing. Juan Sabido
PERFORACIÓN PROSPECTOS
Una vez jerarquizados los prospectos el siguiente paso es perforar un pozo exploratorio que permita confirmar la existencia o no de una acumulación de hidrocarburos. Es importante señalar que el éxito de un pozo exploratorio no radica únicamente en confirmar la existencia de una acumulación, esta debe de cumplir con algunos requisitos para poder clasificarse como Descubrimiento.

Ing. Juan Sabido
DESCUBRIMIENTO
Para clasificar como descubrimiento a una acumulación de hidrocarburos se debe de cumplir con lo siguiente:
1.- Que la cantidad de hidrocarburos presente en la acumulación sea lo suficientemente grande para justificar evaluar el volumen in situ.
2.- Que los hidrocarburos fluyan hacia superficie, es decir, que tenga un potencial productivo razonable para poder evaluar esa acumulación.
Si alcanza el nivel de Descubrimiento, el volumen no es considerado Reserva, se clasifica como Recurso Contingente.

COMERCIALIDAD

Ing. Juan Sabido

Lo Anterior permitirá al Operador plantear posibles escenarios de Extracción que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, estos escenarios son el antecedente a la elaboración de un Plan Integral de Extracción (a veces llamado también de Desarrollo). Sin embargo, la Comercialidad no se limita a lo anterior, es mucho más amplio el criterio para definirla.

CARACTERIZACIÓN Y DELIMITACIÓN

Ing. Juan Sabido

Toda la información anterior se integra para obtener un modelo de yacimiento que permita definir con buena aproximación las dimensiones del yacimiento, es decir, área, espesor bruto, espesor impregnado, contactos de fluidos, además de datos petrofísicos como son porosidad, saturación y factores de volumen, para poder obtener volumen original. Con la información dinámica de las pruebas de presión y la caracterización de los fluidos se podrán elaborar pronósticos de producción.

NÚCLEOS, RECORTES Y REGISTROS

Ing. Juan Sabido

La información obtenida durante la perforación de los pozos descubridores y delimitadores como núcleos convencionales y de pared, muestras de canal y registros geofísicos convencionales y no convencionales se analizan exhaustivamente por diferentes especialistas en grupos multidisciplinarios que construirán los modelos requeridos.

PRUEBAS DE PRESIÓN

Ing. Juan Sabido

Las pruebas de presión son una herramienta clave durante la evaluación de un descubrimiento, permite conocer y/o confirmar aspectos estructurales como fallas, acuñamientos, cambios de facies, así como también identificar patrones de flujo, potencial productivo y obtención de muestras para caracterizar los fluidos.

POZOS DELIMITADORES

Ing. Juan Sabido

Si la interpretación de la configuración estructural, los resultados de pruebas de presión, la falta de identificación de contactos de fluidos, entre otros, permiten concluir la necesidad de delimitar el descubrimiento se perforan pozos delimitadores.

EVALUACIÓN INICIAL

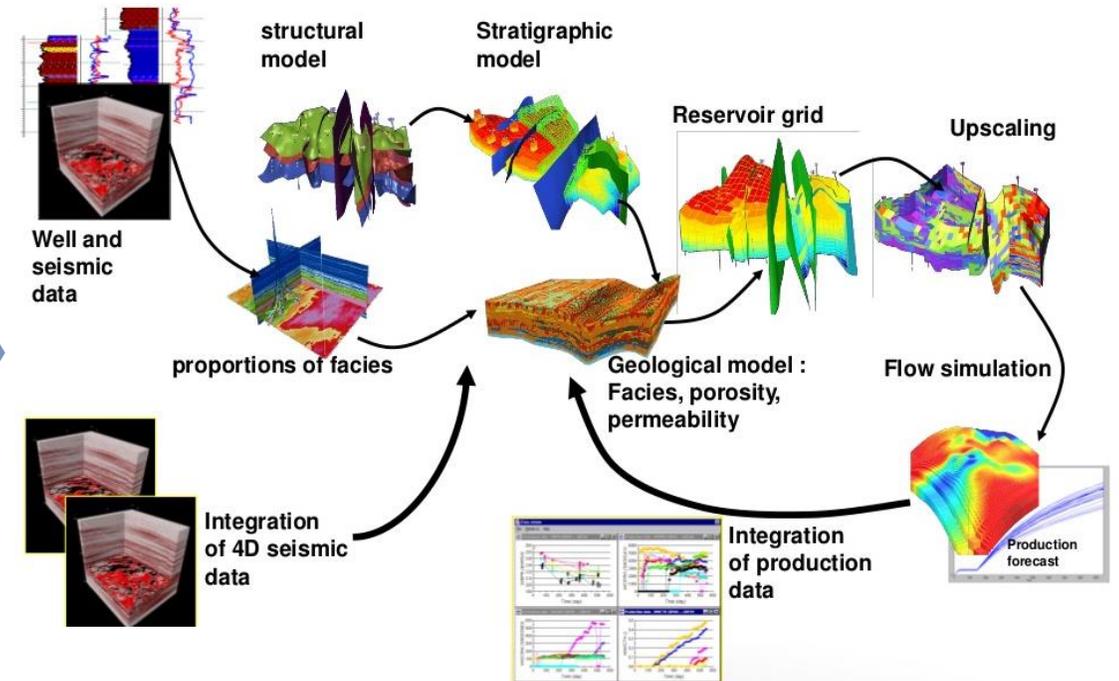
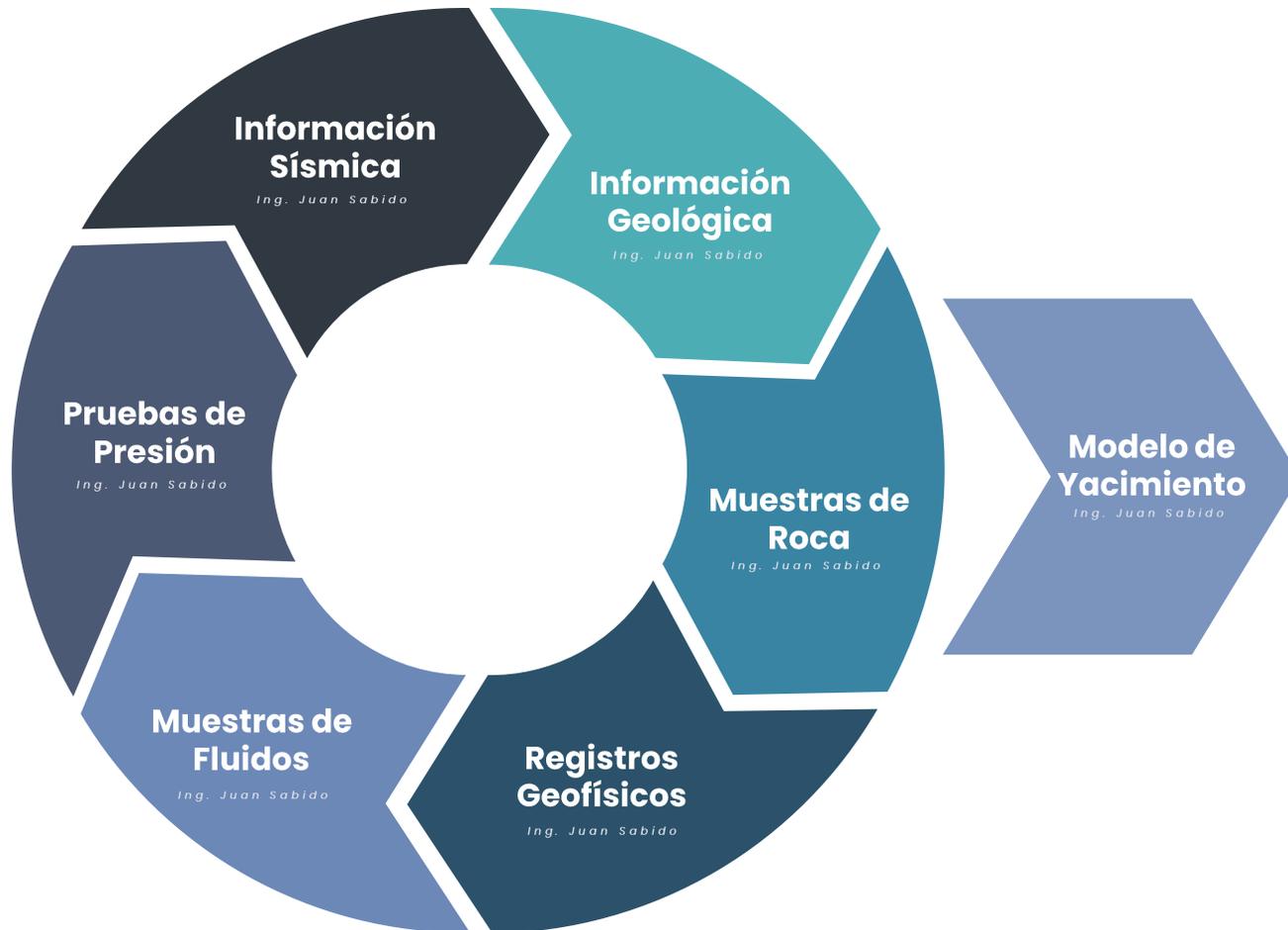
Ing. Juan Sabido

Análisis de información obtenida del pozo exploratorio, esto incluye núcleos, muestras de canal, fluidos, registros, aforos, pruebas de presión, etc.



Evaluación

Todas las actividades y la información obtenida de las mismas, permitirán crear un modelo inicial que permita definir las dimensiones y el potencial productivo del yacimiento. Después plantear escenarios de Extracción que definan si la Comercialidad del descubrimiento es factible.



Evaluación: Comercialidad

12

Cuando un proyecto es comercial, implica que las condiciones sociales esenciales, ambientales y económicas se cumplan, incluyendo condiciones políticas, legales, regulatorias y contractuales. Adicionalmente, un proyecto es comercial si el grado de compromiso es tal, que se espera que la acumulación sea desarrollada y puesta en producción en periodo de tiempo razonable (5 años).



Ing. Juan Sabido

Evidencia que soporta un plazo razonable para el desarrollo.

1

2

Evaluación razonable de que la economía futura del proyecto cumpla con los criterios de inversión y extracción.



Ing. Juan Sabido



Ing. Juan Sabido

Expectativa razonable de que habrá un mercado para los volúmenes estimados o al menos para las cantidades estimadas de venta para justificar el desarrollo

3

4

Evidencia de que la producción y los medios de transporte se encuentran o pueden estar disponibles



Ing. Juan Sabido



Ing. Juan Sabido

Evidencia de que los aspectos legales, contractuales, ambientales, sociales y económicos, permitirán la ejecución efectiva del proyecto evaluado.

5

DESARROLLO

Es la construcción de toda la Infraestructura necesaria, incluidos los primeros pozos productores, que permitan iniciar con la extracción de los hidrocarburos.

ACTUALIZACIÓN DE MODELOS

Con la información obtenida de la perforación de los pozos y los historiales de producción, se actualizan los modelos, lo que permite ajustar el Plan de Extracción e incluso cambiar de estrategia.

ABANDONO

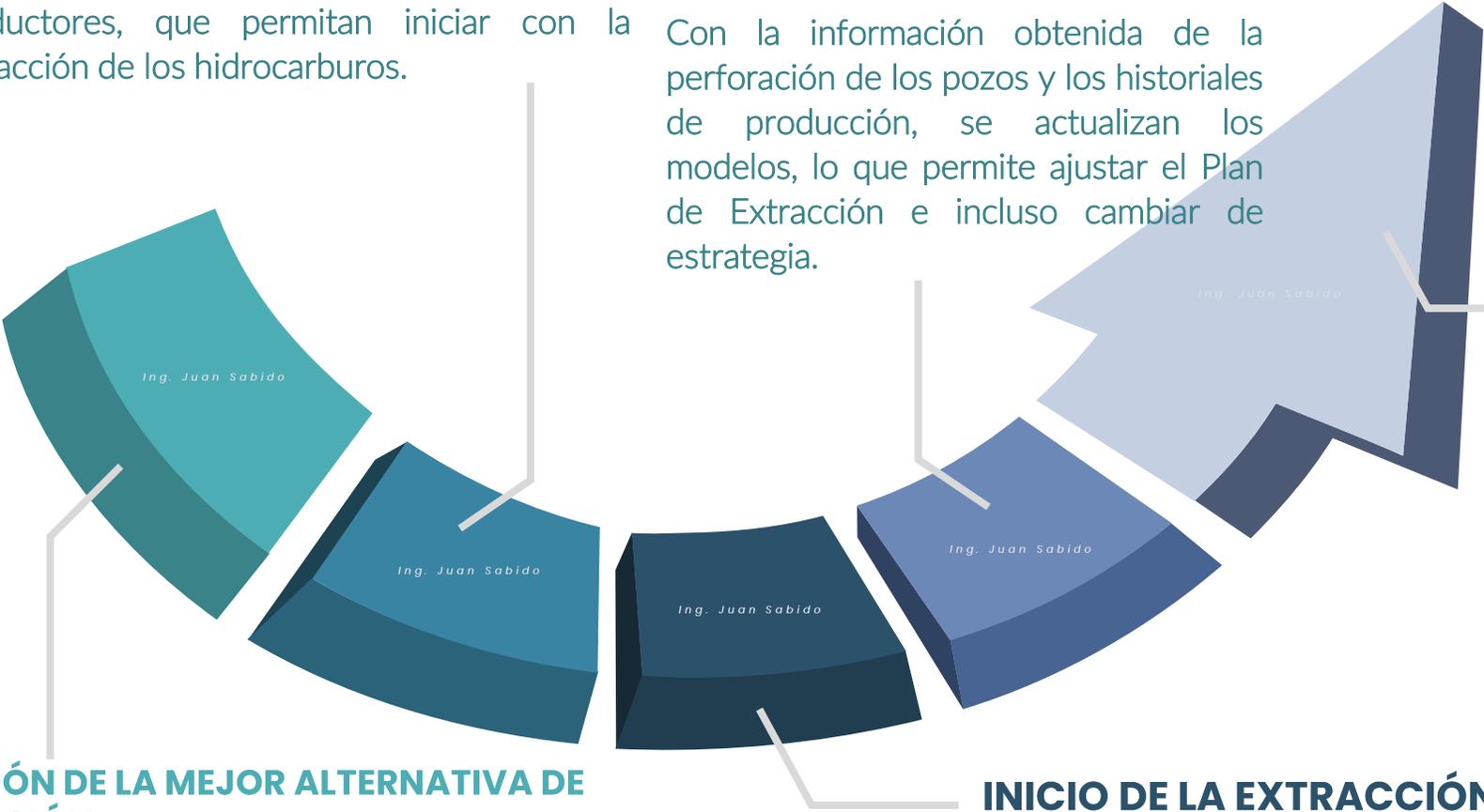
Una vez alcanzado el Límite Técnico/Económico inicia la campaña de abandono.

SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE EXTRACCIÓN

La mejor alternativa será aquella que permita maximizar el Factor de Recuperación en las mejores Condiciones Económicas para Maximizar las Ganancias.

INICIO DE LA EXTRACCIÓN

Se comienza con la producción comercial de hidrocarburos, se continúa con la campaña de perforación de pozos productores y la implementación de tecnologías, buscando que ambos incrementen la producción hasta alcanzar el pico esperado.



Extracción: IOR

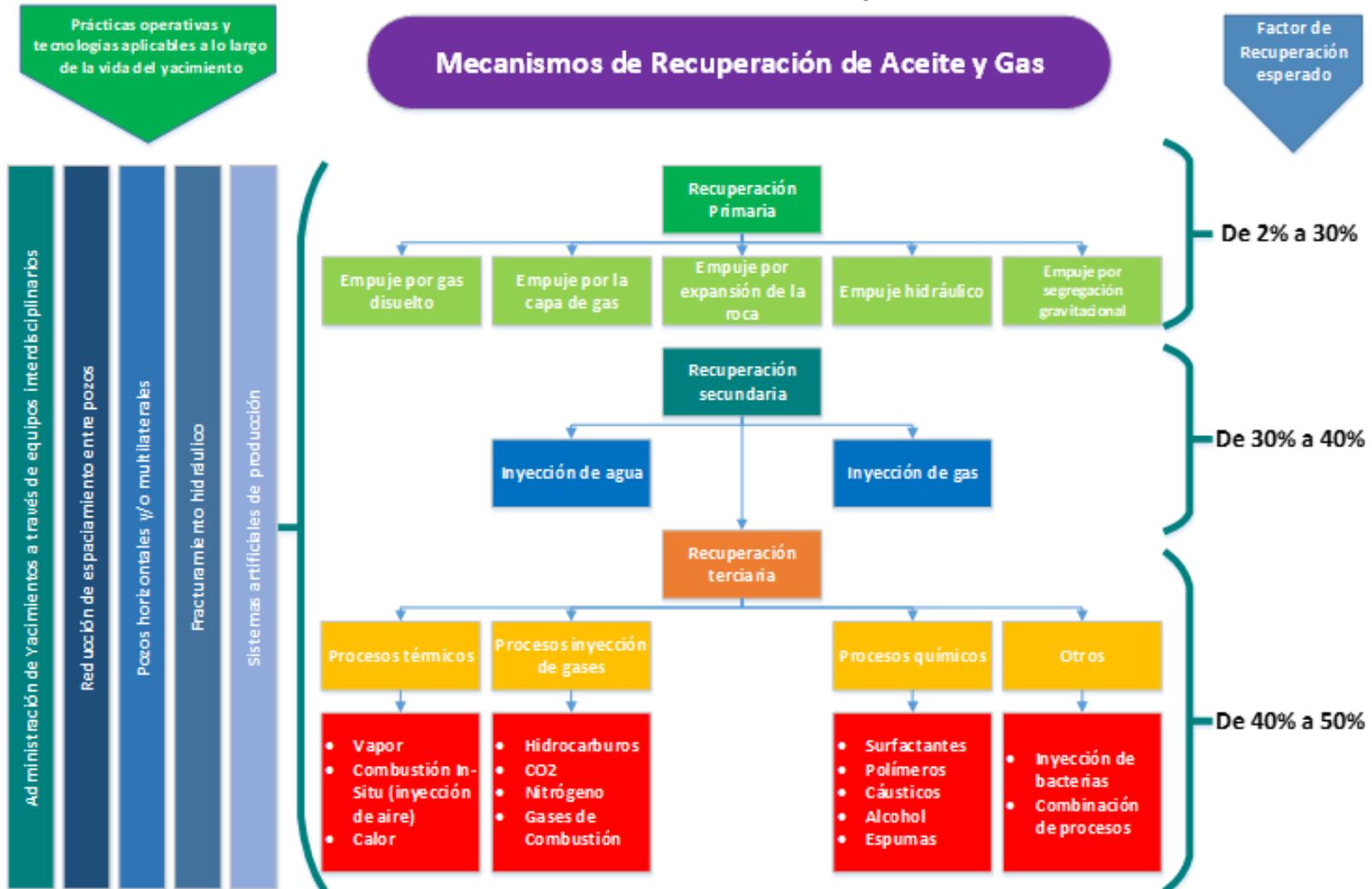
La Administración Integral de Yacimientos puede estar presente desde la exploración, aunque muchos consideran que su real papel protagónico comienza a partir de tener un descubrimiento comercial de hidrocarburos y no termina hasta el abandono del yacimiento. Para esto, la corriente de pensamiento actual plantea una manera diferente de explotar los yacimientos, dejando de lado aquella en la que el esquema tradicional plantea recuperar los hidrocarburos en tres etapas:

1. Recuperación Primaria.
2. Recuperación Secundaria.
3. Recuperación Terciaria o Mejorada.



Extracción: IOR

Como complemento a esto se puede recurrir a diferentes tipos de tecnologías que se implementan a lo largo de la vida productiva de un yacimiento, dichas tecnologías se aplican y están relacionadas directamente con los pozos.



Extracción: IOR

Hoy en día la Industria ha planteado cambiar el paradigma de explotación tradicional implementado los métodos de recuperación secundaria y mejorada en cualquier etapa del ciclo de vida de los yacimientos, siempre que estos tengan las características necesarias para hacerlo. Esto se conoce como Recuperación Avanzada o IOR por sus siglas en inglés, y plantea, como ya se dijo, abandonar el esquema tradicional en el que las etapas de recuperación se realizan de manera secuencial. Esto lo definen perfectamente en el libro "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR" publicado por la CNH bajo el mando del Dr. Edgar Rangel en el 2012.

*"En algunos países, IOR y EOR se utilizan como sinónimos; en otros el EOR es un subconjunto del IOR. El IOR, en sentido estricto, también abarca un amplio rango de actividades, como la implementación de técnicas mejoradas de caracterización de yacimientos, administración de yacimientos y perforación de pozos de relleno. Este paradigma de etapas cronológicas debe superarse para incorporar el EOR desde etapas tempranas en la explotación de los yacimientos que así lo requieran...
...los procesos de recuperación de hidrocarburos deben ser vistos como alternativas adicionales de recuperación y no como etapas secuenciales de recuperación. Con base en las propiedades del sistema roca-fluidos del yacimiento y en los precios del hidrocarburo se puede seleccionar el tipo de recuperación adecuado y en el momento oportuno, a fin de alcanzar el factor de recuperación final que proporcione el mayor beneficio técnico-económico al término de un proyecto de recuperación de hidrocarburos.*

Clasificación de Recursos

Recursos Prospectivos

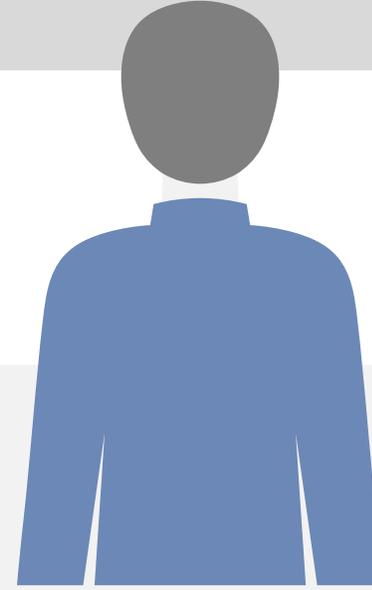
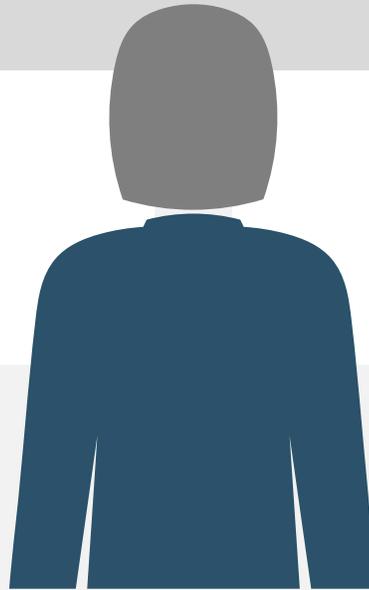
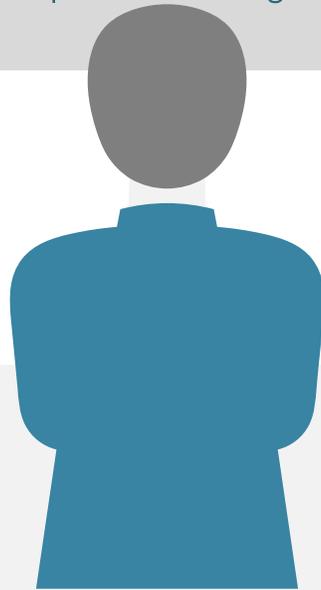
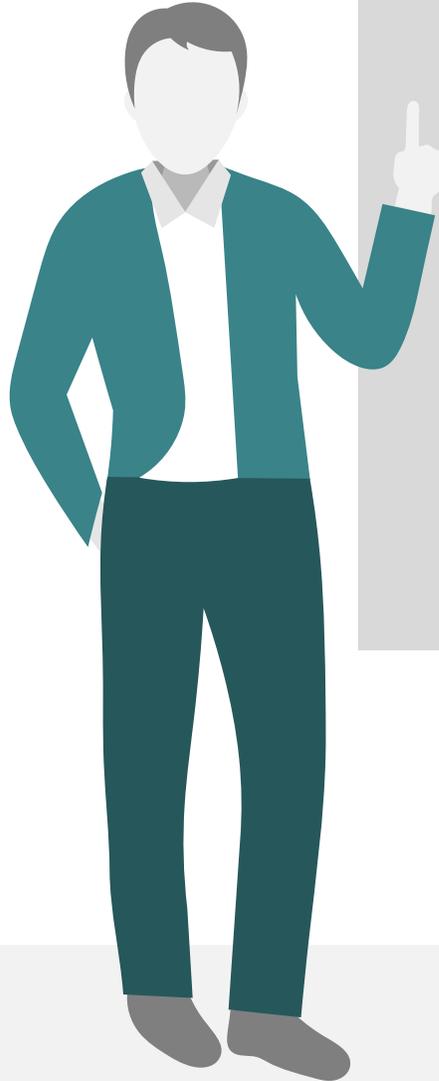
Aquellas cantidades de petróleo que son estimadas, en una fecha determinada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.

Recursos Contingentes

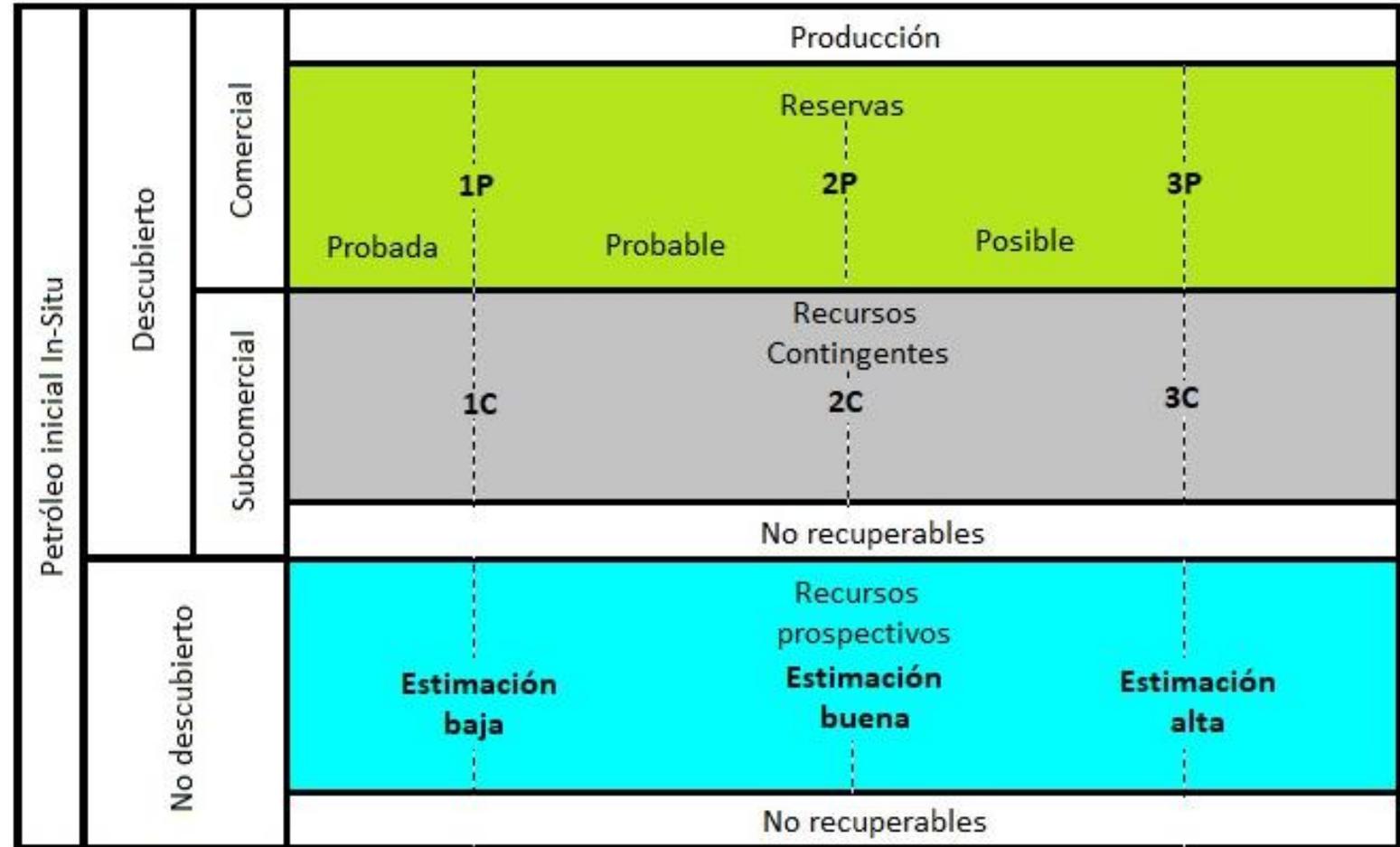
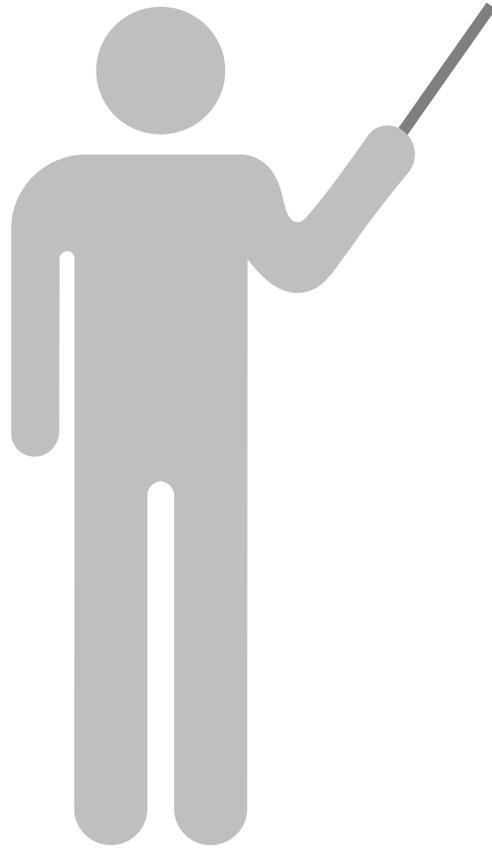
Volúmenes de Hidrocarburos que se estiman que a partir de una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero donde el proyecto aplicado aún no se considera comercial debido a una o más contingencias. Lo anterior, de conformidad con la descripción de dichos factores de contingencia señalados en la metodología PRMS.

Reservas

Son aquellas cantidades de Hidrocarburos que se anticipan a ser comercialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas. Asimismo, las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a la fecha de evaluación), basadas en el/los proyectos de desarrollo aplicados. Adicionalmente, las Reservas pueden ser categorizadas de acuerdo al nivel de certidumbre asociado a las estimaciones.



Clasificación de Recursos



↑ Aumento en la posibilidad de comerciabilidad →

← Rango de incertidumbre →

CERTIFICACIÓN

Article IV - Standards of Independence, Objectivity, and Confidentiality for Reserves Estimators and Reserves Auditors. Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information Approved by SPE Board in June 2001. (revisión 2007)

CERTIFICACIÓN DE RESERVAS

Ing. Juan Sabido

Es el proceso de evaluar las suposiciones tomadas en cuenta al estimar reservas, o de la estimación de reservas realizada por alguna compañía, y dar su opinión acerca de:

- Si se utilizó la metodología adecuada.
- Si la información utilizada es adecuada.
- El detalle del trabajo de estimación.
- Si las reservas están clasificadas de manera adecuada.
- Si las cantidades de reservas son realistas.

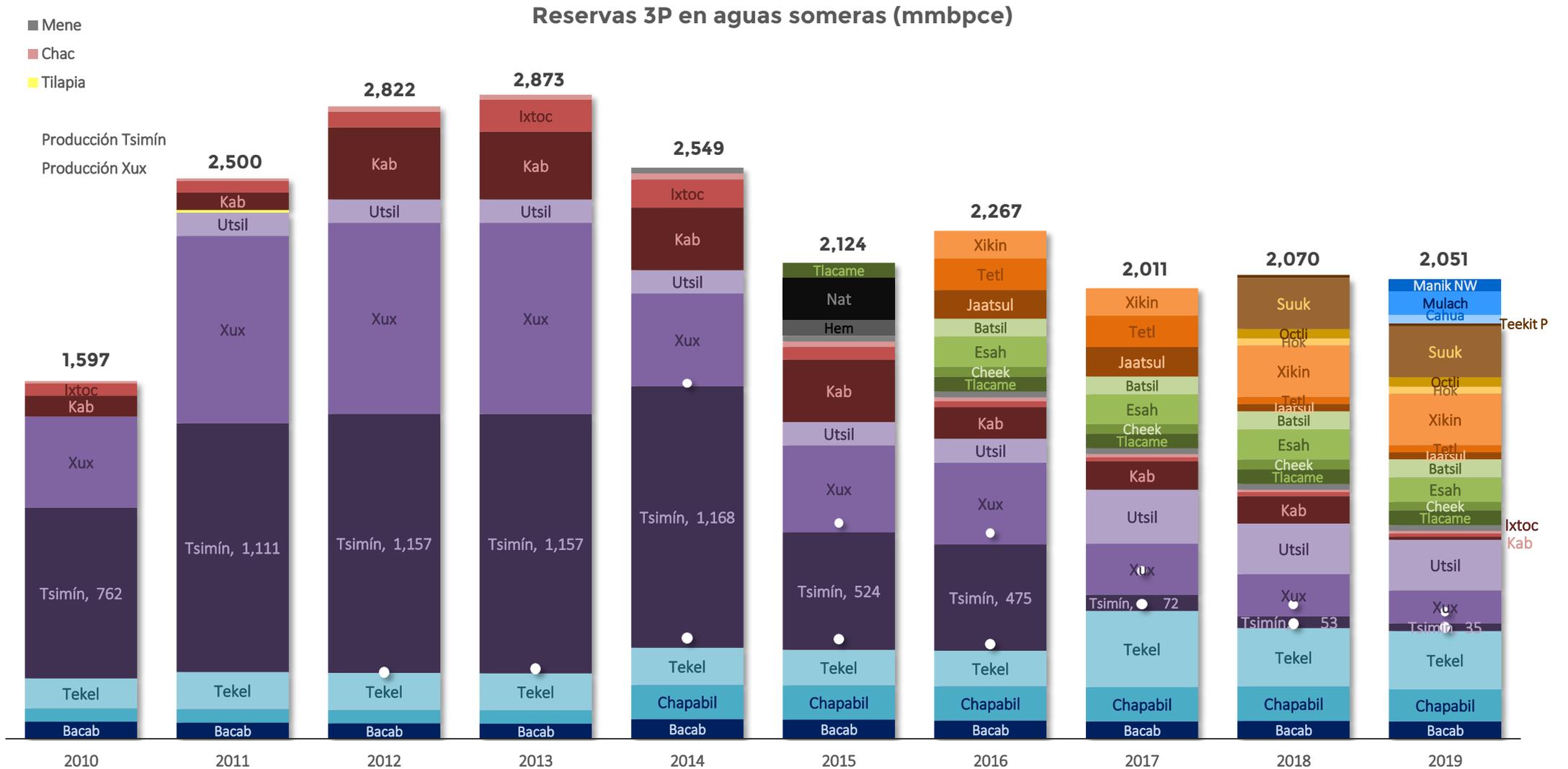
LÍMITE DE RESPONSABILIDAD DE LOS CERTIFICADORES DE RESERVAS

Ing. Juan Sabido

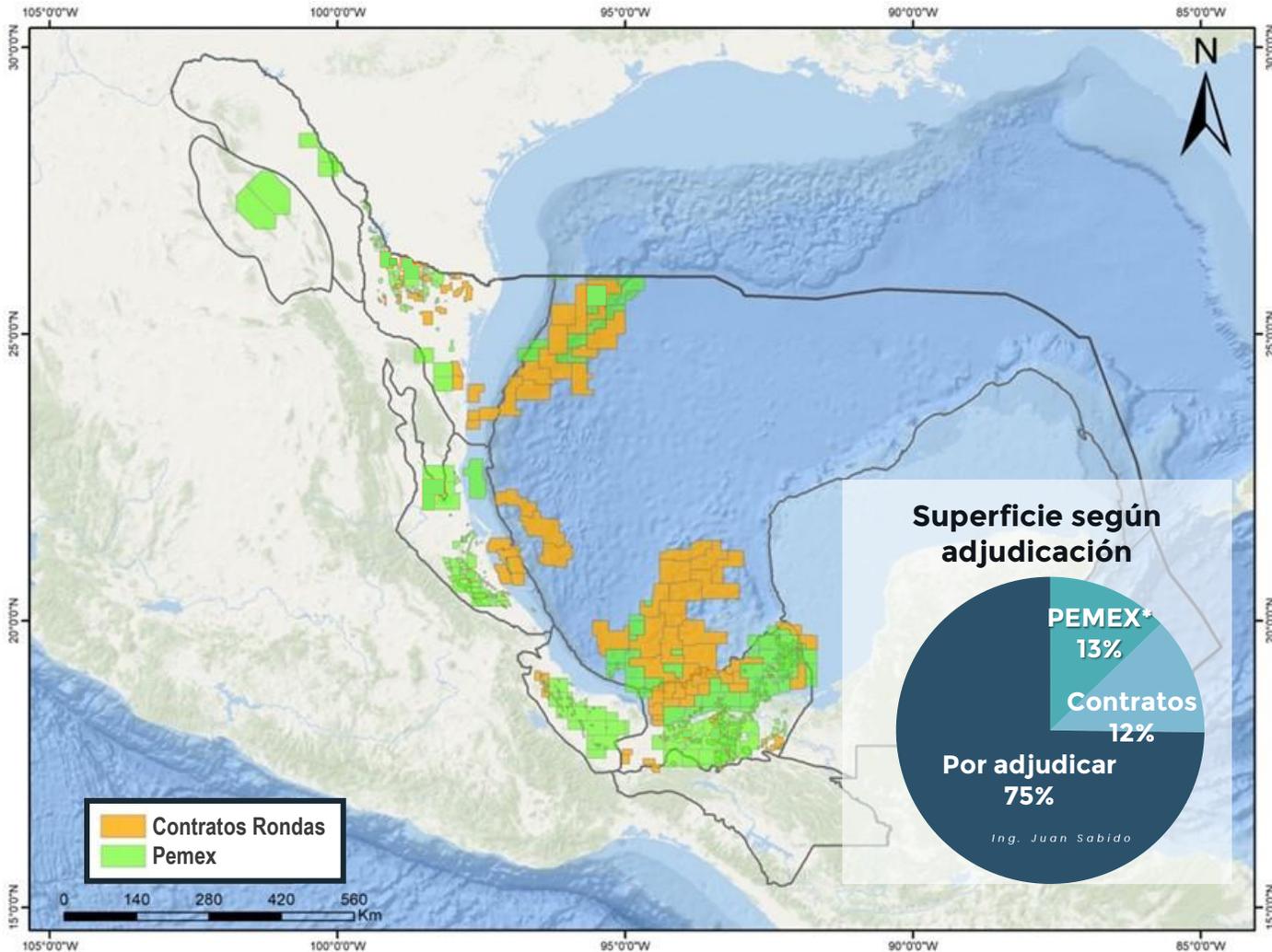
Dado que la responsabilidad primaria de la estimación de reservas y presentación de las mismas, corresponde a la entidad que tiene derecho sobre las reservas; la responsabilidad del certificador se limita a ser solo una opinión de la estimación.

De manera general, los certificadores de reservas utilizan la información proporcionada por la entidad, sin verificar la veracidad de la dicha información.

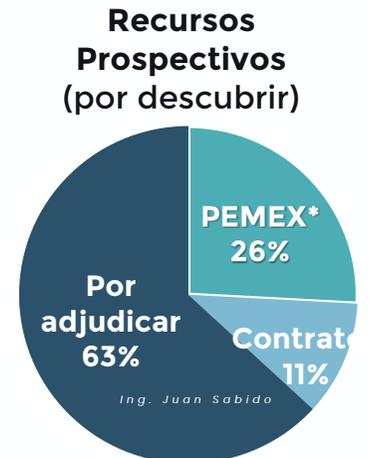
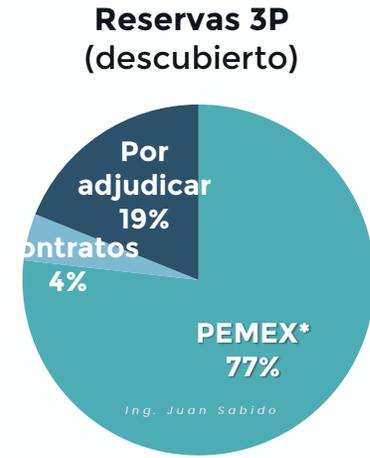
Evolución de las reservas incorporadas y certificadas



Reservas y recursos prospectivos en México



Proporción de recursos según adjudicación:



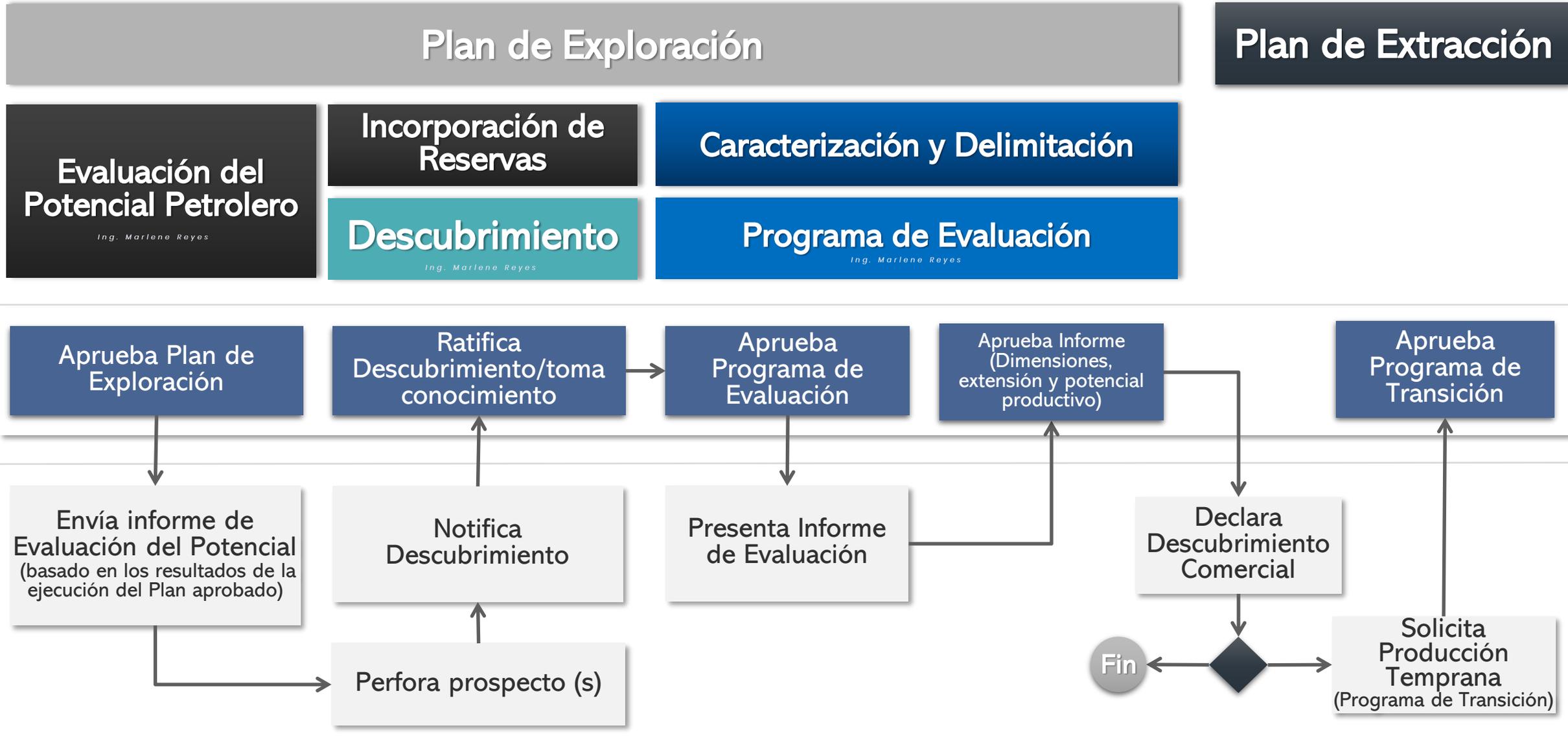
Resumen de superficie y recursos

Tipo	Superficie	Reservas 3P	Recursos prospectivos
	Km ²	MMbpce	MMbpce
México	693,436	25,106	112,832
PEMEX	88,538*	19,278	29,162
Asignaciones	83,698	18,071	27,321
Asociaciones y Migraciones**	5,227	1,207	1,841
Contratos de rondas	86,248	1,087	12,422
Estado	518,650	4,741	71,248

* La superficie total de PEMEX descarta los empalmes entre las áreas de Exploración, de Extracción y de Resguardo, así como entre Contratos de Asociaciones y Migraciones.

** Asociaciones A1-Trion, A3-Cárdenas Mora y A4 Ogarrío; y las Migraciones M1-Ek Balam, M2-Santuario El Golpe, M3 Misión, M4-Ébano y M5-Miquetla.

Filosofía Regulatoria en México



Reforma Energética y Modelos de Implementación 23

Del art. 27 Constitucional se destacan dos elementos importantes de la industria petrolera:

... los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos;

Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares.



ASIGNACIONES

Son el título jurídico con el que el Estado otorga a una empresa productiva del Estado el derecho para realizar actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos en un área delimitada con total exclusividad y con una duración específica.

Ronda 0 y
64 nuevas asignaciones de
exploración
Actualmente: 396



CONTRATOS

Son los instrumentos jurídicos con los que el Estado otorga a las empresas el derecho para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en un área contractual determinada y con una duración específica. La selección del Contratista tendrá lugar a través de un proceso de licitación pública internacional.

Rondas 1, 2 y 3 y
Migraciones y
asociaciones Pemex
Actualmente: 111



Gestores Técnicos (Creación de nuevos mercados)

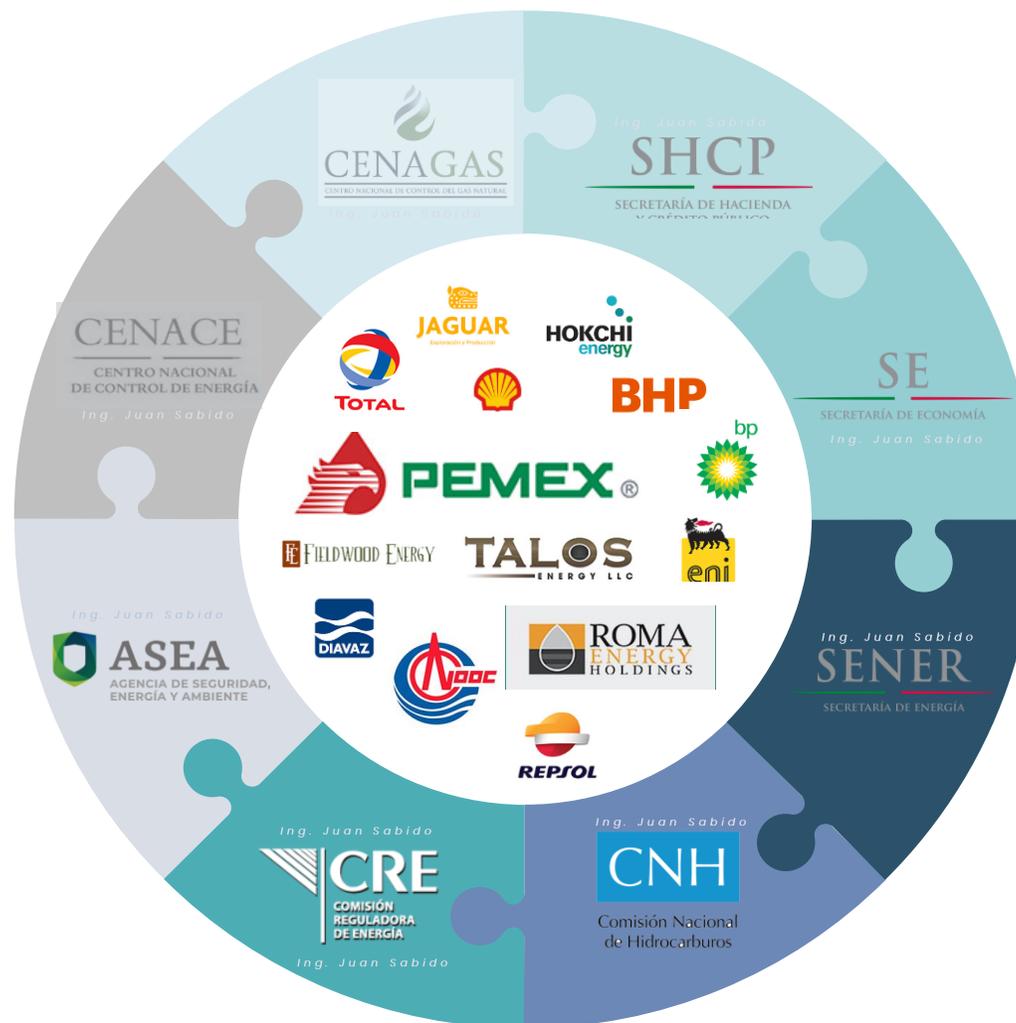
- Centro Nacional de Control de Energía
- Centro Nacional de Control de Gas

Órganos Reguladores Fortalecidos

- Comisión Nacional de Hidrocarburos
- Comisión Reguladora de Energía
- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente

Instituciones con nuevas atribuciones

- Secretaría de Hacienda
- Secretaría de Economía
- Secretaría de Energía



Premisas

- Reglas claras
- Roles específicos
- Interacción entre Instituciones para asegurar transparencia y rendición de cuentas con visión de largo plazo.

Cadena de Valor

Contratos vigentes y su ubicación temporal en la cadena de valor.

EN EVALUACIÓN

- 1 Contratos Aguas Someras
- 3 Contratos Aguas Profundas
- 24 Contratos Terrestres
- 1 Trión

EN EXTRACCIÓN

Los 24 Contratos pertenecen a R1L3 y se tratan de Áreas con campos maduros que están en producción



EN EXPLORACIÓN

- 28 Contratos Aguas Someras
- 27 Contratos Aguas Profundas
- 21 Contratos Terrestres
- 1 Trión

EN EXTRACCIÓN

- 2 Asociaciones
- 5 Migraciones



PEMEX

Es el único Operador que actualmente se encuentra en todas las fases de la cadena de valor.

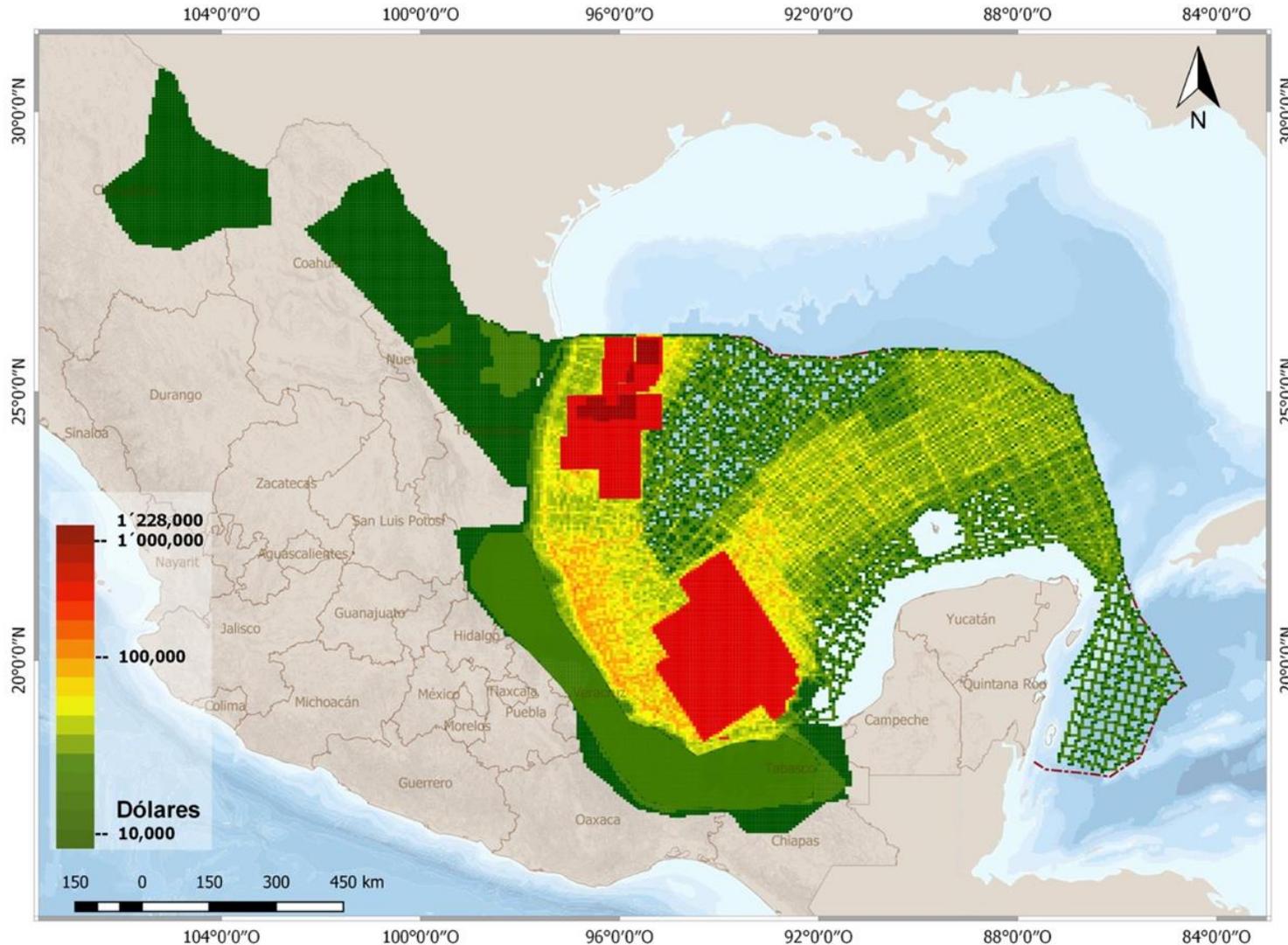
Hitos Relevantes en contratos



ARES: Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial

27

En el periodo de 2015 – 2017, el Golfo de México fue la región más explorada del mundo



**INVERSIÓN ESTIMADA
POR**

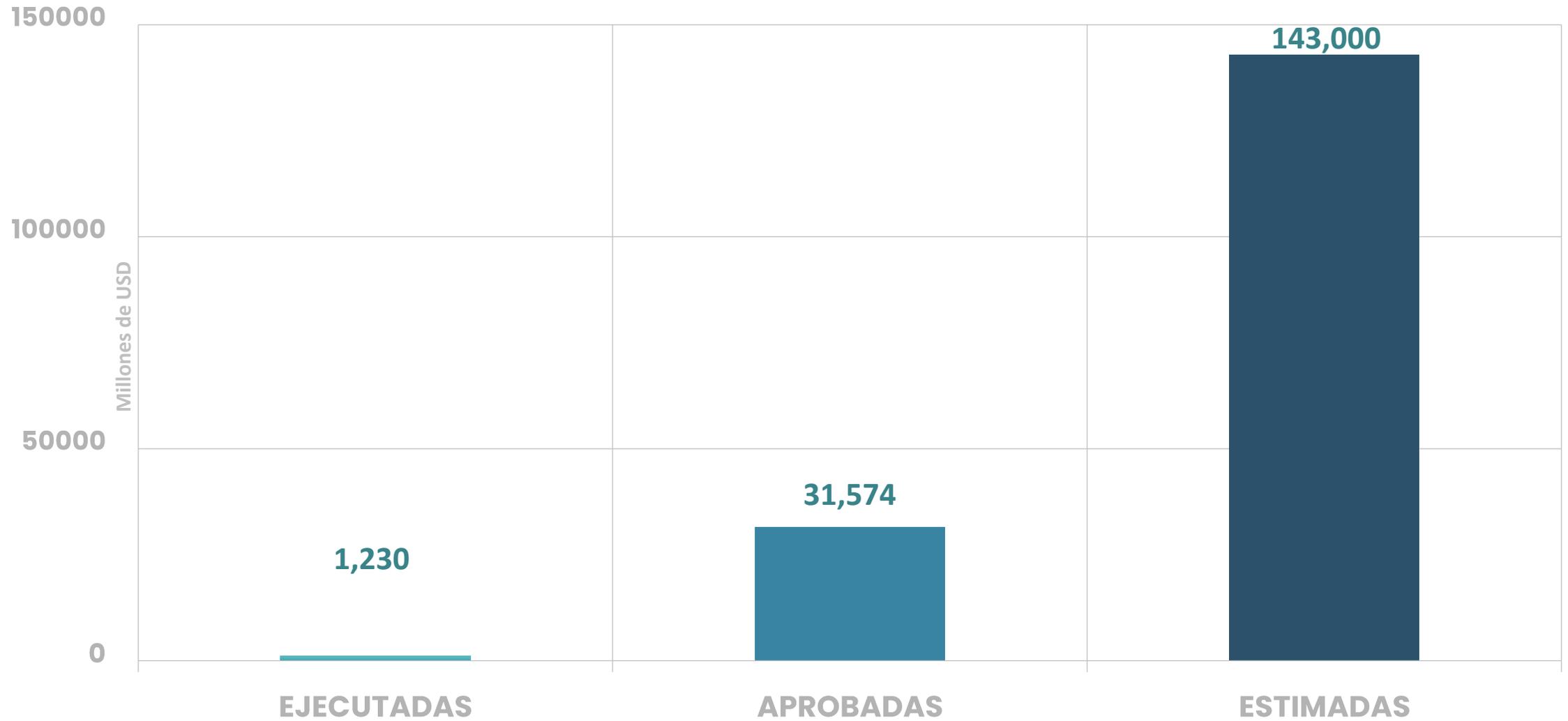
4,513

Millones de USD

**3 veces la información
sísmica 2D
4 veces la información con
3D-WAZ**

Ing. Juan Sabido

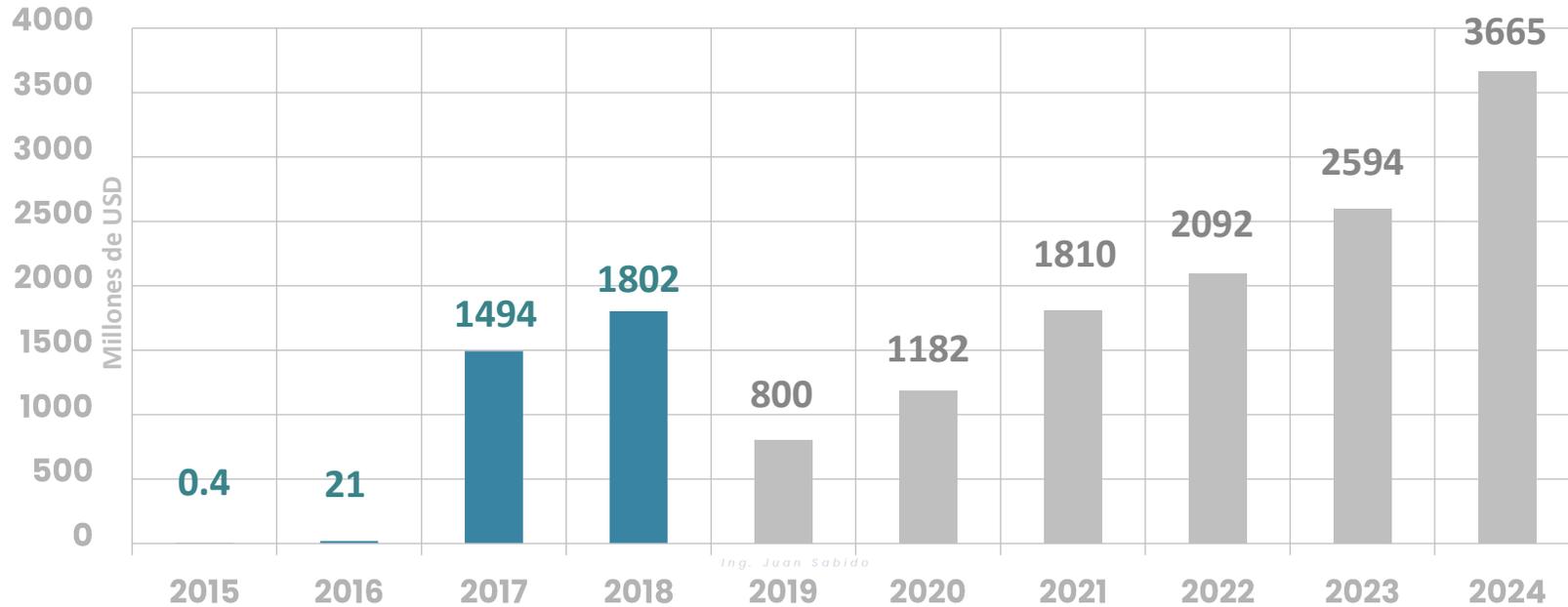
Inversiones por Contratos Petroleros



Esto es considerando los 111 contratos que están vigentes y suponiendo un éxito exploratorio de las Oportunidades Exploratorias en cada caso.

Ingresos al Estado Mexicano por Contratos

El porcentaje de Utilidades para el Estado Mexicano se encuentra en el rango de 72 – 74 %



INGRESOS PARA EL ESTADO ESTIMADOS 2019-2024
Ing. Juan Sabido

15,460
 Millones de USD

Ing. Juan Sabido
BONOS AL FMP

860

Millones de USD



PAGOS AL FMP

2,058

Millones de USD



TRANSFERENCIAS A PEMEX

1,671

Millones de USD



TRANSFERENCIAS AL ESTADO

4,589

Millones de USD

INGRESOS TOTALES PARA EL ESTADO MEXICANO DURANTE EL PERIODO 2015 – 2018
Ing. Juan Sabido

Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara

Ingresos al Estado e Inversiones Ejecutadas

30



INFORMACIÓN CNIH
Y ARES

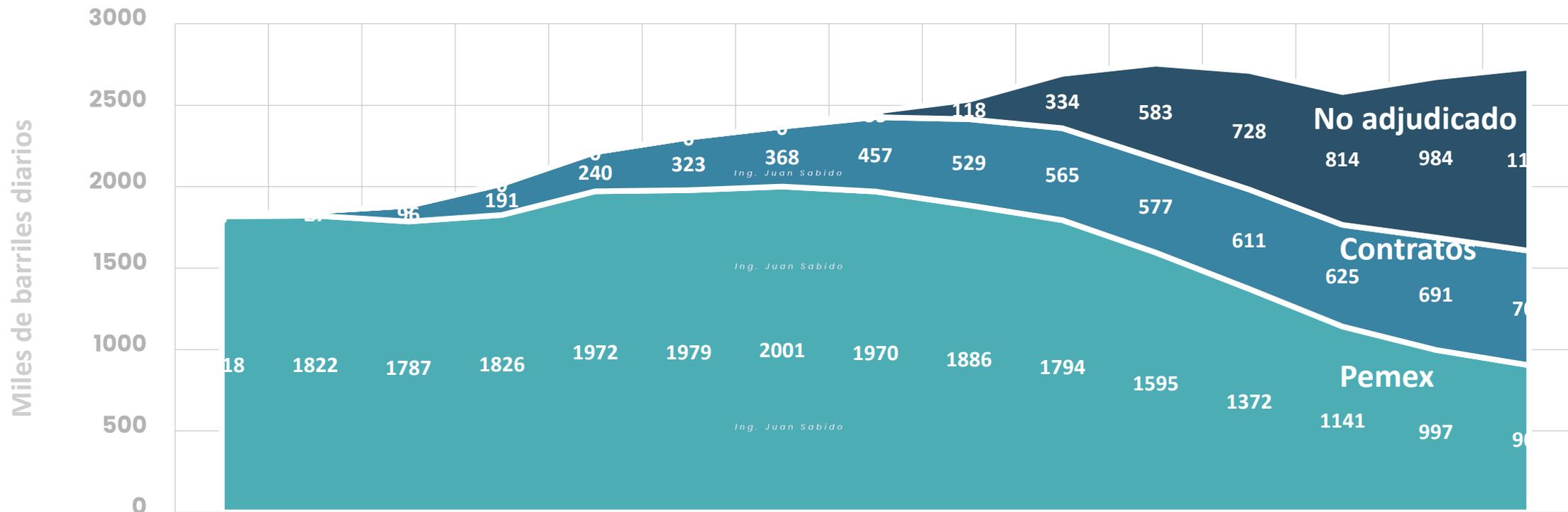
4,513
Millones de USD

TRANSFERENCIAS
AL ESTADO

4,589
Millones de USD

Pronóstico de Producción

- El mejor número de Pemex sin la participación de Contratistas es de 2,001 mbl/día en el 2024.
- Con la participación de los Contratistas actuales y las Áreas Adjudicadas el mejor número es 2,462 mbl/día en 2025.
- Si no se suspenden las adjudicaciones en 2028 se podrían alcanzar los 2,711 mbl/día.



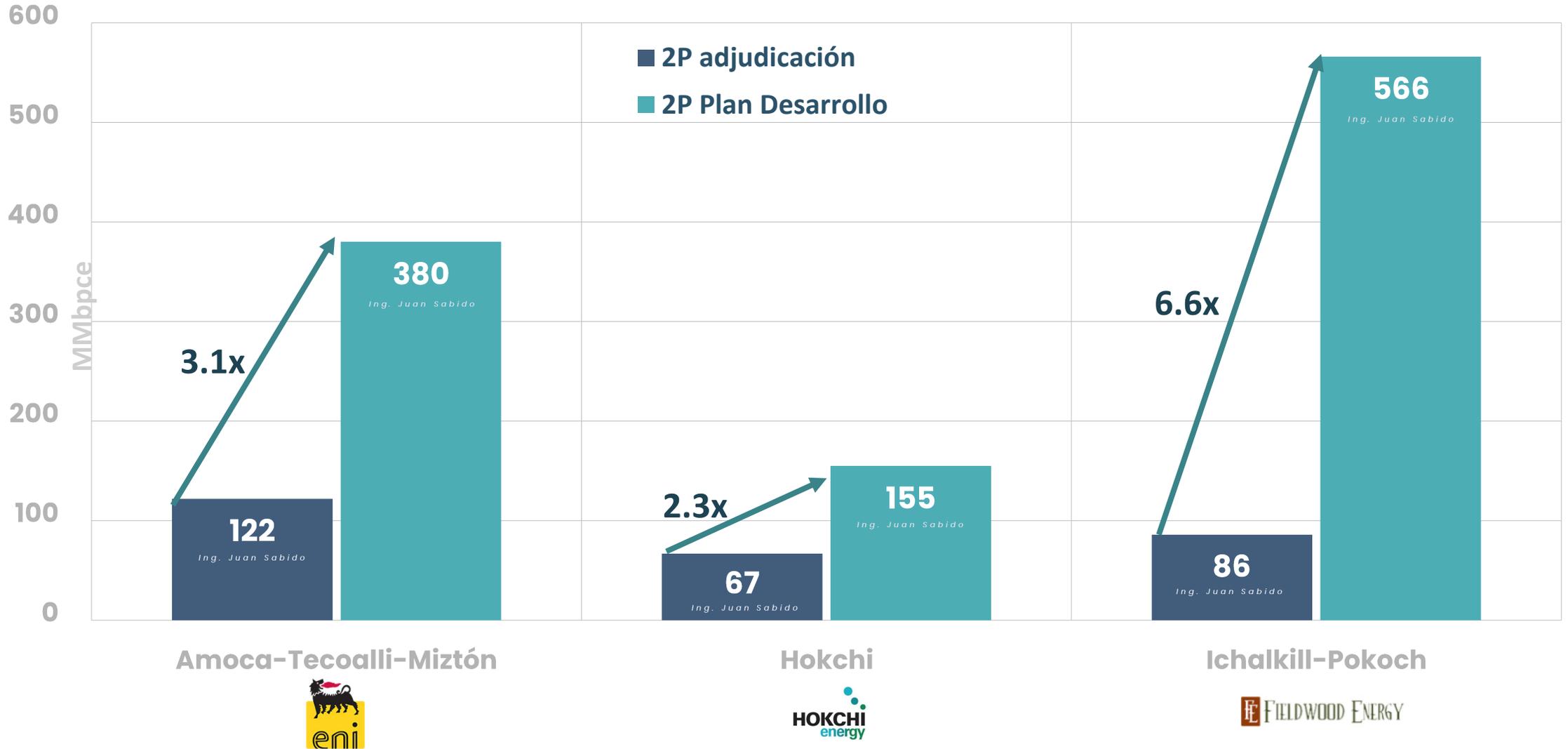
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
■ No adjudicado								35	118	334	583	728	814	984	1125
■ Contratos	8	27	96	191	240	323	368	457	529	565	577	611	625	691	702
■ Pemex	1818	1822	1787	1826	1972	1979	2001	1970	1886	1794	1595	1372	1141	997	904

Nota: los perfiles de producción de PEMEX se estiman considerando la información técnica de reservas y recursos prospectivos disponible en CNH. Asimismo, la porción de producción "Por asignar" se refiere al perfil estimado de áreas adicionales, considerando que se reanuda la adjudicación en 2021.

Reevaluación de Reservas por Contratistas

R1.2 Reevaluación de reservas 2P, en promedio se estimaron reservas por 4 veces lo estimado originalmente.

Los campos de R1.2 llevaban en promedio 6 años descubiertos, sin plan de evaluación o desarrollo al momento de Ronda Cero.



Caso de Estudio Campo: Hokchi

- En el área contractual ya existían dos pozos perforados por Pemex: Hokchi-1 y Hokchi-101 ambos exploratorios y de trayectoria vertical que llevaron al descubrimiento de hidrocarburos.
- Para la evaluación y delimitación se perforaron cinco pozos, Hokchi-2DEL, Hokchi-3DEL, Hokchi-4DEL, Hokchi-5DEL y Hokchi-6DEL, cuyos objetivos se enlistan a continuación:
 - *Definir la extensión lateral y confirmar la extensión de reservas.*
 - *Obtener información geológica y petrofísica.*
 - *verificar la columna estratigráfica de la sección perforada.*

Información adquirida	Pozo						
	Hokchi-1	Hokchi-101	Hokchi-2DEL	Hokchi-3DEL	Hokchi-4DEL	Hokchi-5DEL	Hokchi-6DEL
Registro de Hidrocarburos Cima/Base mdbmr	1105/3800	206/2565	214/2670	216/3171	214/2647	214/2842	213/3339
Determinación Bioestratigráfica Cima/Base mdbmr	1105/3800	203/2565	-	-	-	-	-
Núcleos m	9	25.3	-	-	-	-	-
Tapones de núcleos cantidad	39	88	-	-	-	-	-
Núcleos de pared cantidad	-	-	20	-	22	-	-
Medidas de presión cantidad	40	8	19	20	22	-	-
Determinación de fluidos cantidad	11	2	4	4	3	-	-
Toma de muestras cantidad	8	1	3	2	3	-	-
Registros Geofísicos convencionales pozo*	-	-	X	X	X	X	X
Registros Geofísicos especiales pozo*	X	X	X	X	X	X	X
MDT pozo*	-	-	X	X	X	-	-
Muestras PVT pozo*	-	X	X	X	X	-	X
Prueba de presión pozo*	-	X	-	-	X	-	X
*Actividades realizadas por pozo							

Caso de Estudio: Campo Hokchi

Con la perforación de los cinco pozos delimitadores y toda la información obtenida de los mismos se construyeron los modelos estático, conceptual y dinámico, lo que permitió definir el volumen original de hidrocarburos y clasificar recursos contingentes para así poder definir los posibles escenarios de desarrollo.

Yacimiento	N (MMb)	G (MMMpc)
R1	396.3	123
R2	22.3	6.4
Total	418.6	129.4

Se plantearon dos casos de cuantificación de recursos contingentes, acorde con la evaluación interna del Operador, y que corresponde al estándar técnico PRMS aceptado por la industria, el primero al límite contractual (31 de diciembre de 2040) y el segundo al límite económico (31 de diciembre de 2050).

Yacimiento	Categoría de recursos	Recursos remanentes 31/diciembre/2040		
		Aceite MMb	Gas MMMpc	Total MMPCE
R1	C1	71.5	37.1	77.9
R1	C2	75.6	7.9	77
R2	C3	0.3	0.1	0.3
Total	3C	147.4	45.1	155.2

Yacimiento	Categoría de recursos	Recursos remanentes 31/diciembre/2050		
		Aceite MMb	Gas MMMpc	Total MMPCE
R1	C1	79.34	50.37	88.02
R1	C2	97.55	4.25	98.28
R2	C3	0.4	0.15	0.43
Total	3C	177.29	54.77	186.73

Caso de Estudio: Campo Hokchi

Escenarios	I Recuperación primaria con 16 pozos productores verticales/desviados	II Recuperación secundaria con 20 pozos verticales/desviado	III Recuperación secundaria con 14 pozos verticales/desviado y 2 horizontales	IV Recuperación secundaria con 15 pozos verticales/desviado y 2 horizontales	V Recuperación secundaria con 10 pozos verticales/desviado y 4 horizontales
Cantidad de productores	16	11	8	8	7
Cantidad de inyectores	0	9	8	9	7
Geometría de Pozos	Desviado	Desviado	Horizontal/ Desviado	Horizontal/ Desviado	Horizontal/ Desviado
Producción acumulada de aceite (mmb)	71.5	149.3	143	145	147.8
Producción acumulada de gas (mmmpc)	37.1	46.4	44.2	44.9	45.4
Producción acumulada de agua (mmb)	15.2	153.3	163.6	178.7	165.3
Inyección acumulada de agua (mmb)	0	316.4	317.1	325.9	328.4
Producción acumulada de aceite por pozo productor (mmb)	4.9	14.3	18.8	19.1	22.2
Factor de recuperación para R1	18%	37.70%	36.10%	36.60%	37.20%
Máximo gasto de aceite (mb)	20.2	34.7	30.5	30.5	28.7
Gasto de inyección de agua total (mb)	0	48.5	46.9	48.2	48.3

Caso de Estudio: Campo Hokchi

Con \$2,614 MMUSD de inversiones más gastos de operación se estimaron utilidades netas por \$6,340 MMUSD, de las que se dividen en \$5,203 MMUSD (contraprestaciones e impuestos) a favor del Estado Mexicano y \$1,137 MMUSD (Después de impuestos y contraprestaciones) a favor del Operador Hokchi.



\$1,137
Millones de USD

Ing. Juan Sabido

A stylized illustration of a hand holding a blue money bag. The bag is tied at the top and has the text "\$5,203 Millones de USD" written on it in white. The hand is rendered in a light grey color with a dark blue sleeve. The background is white with dark blue geometric shapes in the corners.

\$5,203
Millones de USD

Ing. Juan Sabido

Conclusiones

- La responsabilidad de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) como órgano regulador es amplia en muchos sentidos, la regulación que debe emitir tiene que sentar las bases para asegurar que los operadores que realicen actividades de explotación de yacimientos en el país siempre estén encaminadas a maximizar el factor de recuperación, es su mandato según la ley.
- En ese sentido y hablando estrictamente de Administración Integral de Yacimientos, asegurar que los descubrimientos hechos sean bien evaluados por los operadores es el primer objetivo que se debe de cumplir, pues de este conocimiento inicial se planteará el primer plan de desarrollo del yacimiento, si el conocimiento inicial no es correcto las tecnologías seleccionadas no cumplirán sus metas, no se maximizará el factor de recuperación y tampoco las ganancias, lo que impactará directamente en el entorno socio económico del país.
- Con el nuevo enfoque (IOR) la Administración Integral de Yacimientos enfrenta retos más grandes, pues si se quiere aplicar IOR con éxito el grado de conocimiento del yacimiento tiene que ser amplio y obtenerse en menor tiempo para que se pueda tomar la decisión de implementar los métodos de recuperación secundaria o mejorada adecuados en la etapas tempranas de explotación y maximizar el factor de recuperación, para esto la inversión de recursos económicos en la adquisición, desarrollo y/o renta de tecnología se incrementa, tanto para adquirir conocimientos como para implementar los diferentes métodos de recuperación secundaria y mejorada, además de que el entorno puede volverse más agresivo, pues muchas de las técnicas aplicables son reguladas con severidad o incluso prohibidas en algunos países, ejemplo de ello son el fracturamiento hidráulico y la inyección de químicos que pueden dañar el medio ambiente.
- Los resultados de la Reforma Energética son contundentes, son hechos concretos e irrefutables, la información es pública y de fácil acceso para cualquier persona, como profesionales, estudiantes, académicos, investigadores, de esta industria, es obligatorio conocer, interpretar y entender dichos resultados.

1. **“La Administración de Yacimientos en México: Situación Actual y Perspectivas”**, Rodríguez de la Garza, Fernando, Publicación del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Vol. II No. 3, julio-septiembre 2001.
2. **“Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos”**, Soraya Betancourt, Tara Davis, Ray Kennedy, Chengli Dong, Hani Elshahawi, Oliver C. Mullins, John Nighswander, Michael O’Keefe, Oilfield Review – Schlumberger.
3. **“Curso Administración Integrada de Yacimientos”**, Impartido por Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag.
4. **“Administración de Yacimientos en Pemex Exploración y Producción”**, García, H.F., PEMEX, PEP, octubre 2014.
5. **“El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”**, Edgar Rangel Germán, Francisco Javier Rosado Vázquez, Rhamid Rodríguez de la Torre, Marco Antonio Cota Valdivia, Fernando Ruiz Nasta, Publicación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012.
6. **“Factores de recuperación de aceite y gas en México”**, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), junio de 2010.
7. **“Indicadores de Éxito de la Reforma Energética”** Presentación de la Mtra. Adamelia Buergueño, ENERTAM 2019, Tampico, Tamps.

GRACIAS

Ing. Juan Carlos Sabido Alcántara

Julio 2020