



ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR
PETRÓLEO, GAS Y BIOCMBUSTIBLES
EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE.

Enfoque sistémico para mejorar los factores de recuperación de los recursos de petróleo

Segunda edición

Agosto 2019

PUBLICACIÓN ARPEL N° WP02-2019



WHITE PAPER

Contenidos

1. Introducción	3
2. Rejuvenecimiento de campos maduros - Un enfoque estratégico	4
3. Opciones tecnológicas	5
3.1. Términos comúnmente utilizados al hablar de recuperación mejorada de petróleo.....	6
3.2. La importancia de EOR en campos maduros.....	8
4. Alternativas regulatorias	9
5. Aspectos operativos - Opciones de viabilización de proyectos de EOR en América Latina y el Caribe..	13
6. Asociaciones comerciales o estratégicas	15
6.1 La sinergia como esquema de generación de valor compartido	15
6.2 Sinergia entre operadoras y proveedores de servicios.....	16
6.3 Sinergia entre lotes	16
7. Conclusiones	18
8. Referencias	19



1. Introducción

Las sociedades modernas requieren cantidades crecientes de energía para satisfacer sus necesidades de crecimiento. En términos absolutos, la demanda energética aumenta diariamente, independientemente de las mejoras en la eficiencia energética.

Pese a la incorporación en la matriz energética de energías renovables a costos competitivos con las fuentes tradicionales, para el año 2040 se estima que la participación del petróleo y del gas represente el 50% de la matriz energética mundial.

Se estima que la demanda mundial de energía crezca aproximadamente 28% entre 2015 y 2040. Esto significa que para el 2040 el mundo requerirá aproximadamente 4.5 billones de metros cúbicos de gas natural por día y 16 millones de barriles por día, más de lo que se consumía en 2015.

Por otra parte, los campos de petróleo y gas existentes se están agotando a una tasa de 6% por año (1). Es así que la industria y los Estados, dueños de los recursos hidrocarbúricos, tienen el desafío y la oportunidad de trabajar juntos para realizar las inversiones necesarias y satisfacer, de manera compatible con el desarrollo sostenible, esta creciente demanda de energía.

Buena parte de la producción proviene de campos maduros, es decir, campos que ya atravesaron hace muchos años su pico productivo y cuyas instalaciones se encuentran cerca del final de su vida útil. Dependiendo de la permeabilidad y del régimen de flujo del reservorio, un campo puede alcanzar la fase de maduración en tan solo 3 a 6 meses o hasta varios años.

En 2017, los campos maduros representaron aproximadamente el 70% de la producción mundial de petróleo, por lo tanto existe

un enorme potencial para incrementar la recuperación de campos actualmente en producción. A nivel global, se estima que por cada 1% de incremento de recuperación de petróleo de los campos maduros actualmente en explotación se podrían agregar dos años al suministro mundial de petróleo y ayudar a satisfacer la demanda futura de energía. Sin embargo, el porcentaje de producción global de petróleo a través de la recuperación mejorada se ha mantenido estable en un 2-3% (2, 3).

El factor de recuperación promedio de los reservorios de petróleo es aproximadamente 30%; este porcentaje puede incrementarse hasta un 40-60%. Para lograr esto de manera económicamente viable, debe haber una combinación de factores que incluyen: utilización de tecnología moderna, regulaciones que favorezcan la mejora de factores de recuperación así como la optimización del desempeño empresarial a través del perfeccionamiento de aspectos operacionales y estrategias empresariales.

En este contexto, y considerando que, en las cuencas tradicionales, la mayoría de los reservorios más importantes ya han sido descubiertos, la mejora del factor de recuperación de campos maduros es de vital importancia para la seguridad energética mundial.

El presente documento tiene como objetivo compartir -con distintos grupos de interés- las opciones para mejorar los factores de recuperación de reservorios maduros de petróleo, de una manera sistémica. En particular se realizó una evaluación de las distintas políticas y opciones regulatorias de varios países productores del mundo que fomentan el aumento del factor de recuperación en campos maduros.

2.

Rejuvenecimiento de campos maduros Un enfoque estratégico

Entre otros **BENEFICIOS**, el rejuvenecimiento de los reservorios maduros, permitirá:

- incorporar al stock de reservas importantes volúmenes sin riesgo exploratorio
- utilizar la infraestructura de tratamiento y transporte ya existente en la zona
- reactivar la economía de poblaciones en países donde la actividad de E&P es una de las principales fuentes de trabajo
- postergar el desembolso de los costos de abandono
- incorporar múltiples tecnologías no disponibles al momento del desarrollo de los reservorios que puede hacer factible esta oportunidad

La maximización del valor neto esperado del petróleo y gas económicamente recuperables de los reservorios que se están agotando es un tema de interés para los gobiernos y las empresas operadoras. En este sentido, es importante que consideren la **NECESIDAD** de:

- que las empresas operadoras se centren en maximizar la recuperación económica en tanto procuren lograr sus objetivos comerciales individuales
- estabilidad fiscal para estar acorde con los desafíos de la madurez
- una entidad reguladora proactiva
- una - significativamente mejor - gestión de los activos
- mayor colaboración constructiva entre las empresas operadoras
- una mejor implementación de estrategias de la industria

Cuando se trata de evaluar la decisión de rejuvenecer campos maduros, el pensamiento estratégico de algunas empresas incluye los siguientes factores (4):

- Con frecuencia hay mayores incentivos para buscar una mayor recuperación cuando y donde existe preocupación por la escasez de recursos.
- La preferencia por proyectos que pueden generar rápidos retornos. Los proyectos para rejuvenecer los campos maduros requieren tiempo de planificación, verificación e implementación y generan un aumento de la producción sólo en las últimas etapas de la vida de un campo.
- El rejuvenecimiento de los campos maduros se ha convertido en un segmento de mercado entre las empresas petroleras y de servicios, y las aptitudes, tecnologías y conocimientos requeridos no están ampliamente disponibles.
- Los costos del rejuvenecimiento de campos maduros han bajado desde el 2014, pero los costos de otros proyectos, incluyendo proyectos costa afuera y de esquisto, han bajado más rápidamente, por lo que los proyectos de reactivación de la producción tendrán que competir con otras oportunidades de inversión.

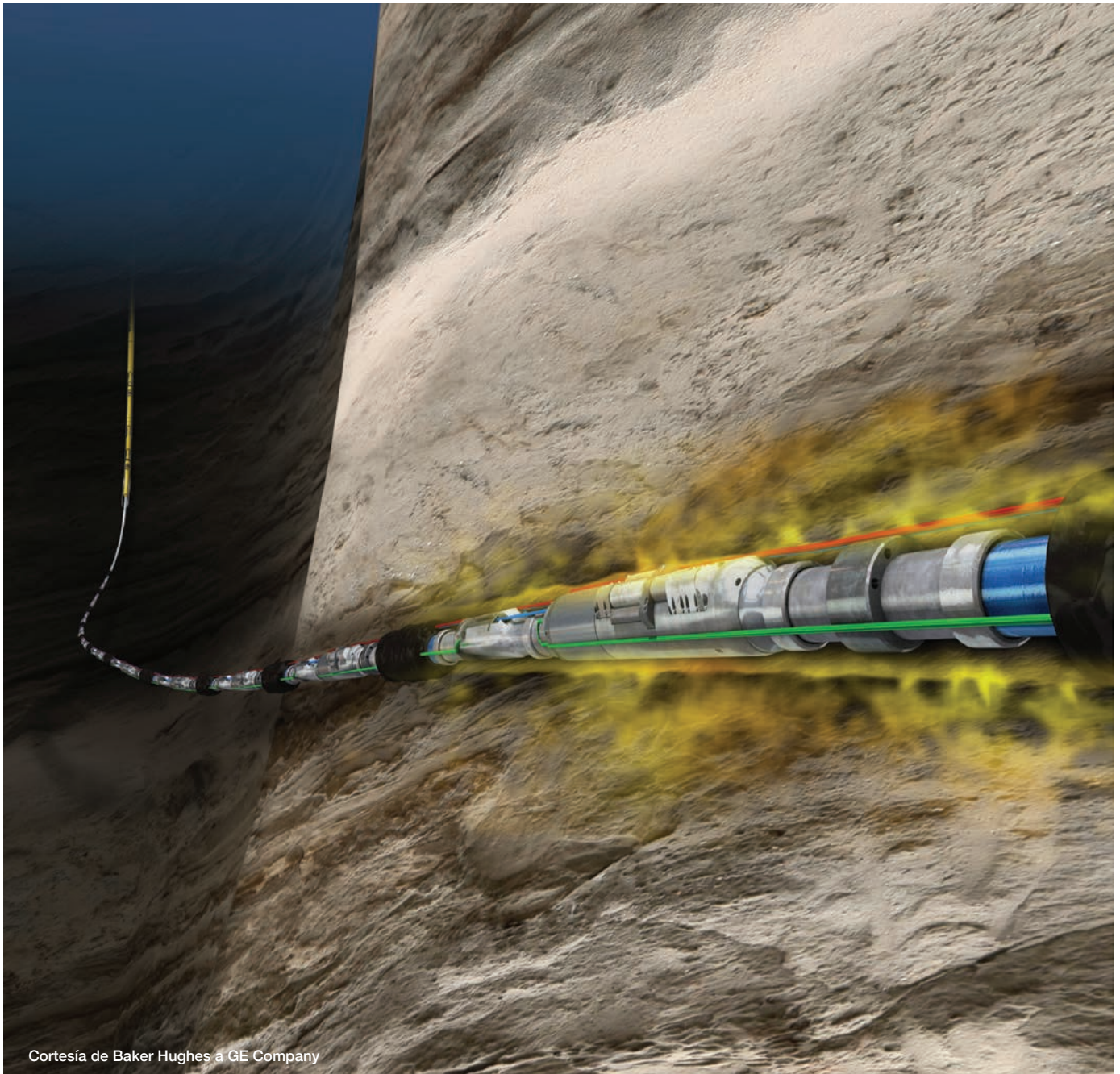
3. Opciones tecnológicas

Los campos maduros representan desafíos importantes para las empresas de petróleo y gas en todo el mundo. Los costos aumentan a lo largo del ciclo de vida del campo, con un incremento en la cantidad de agua congénita asociada con normas cada vez más estrictas sobre su disposición, incluso requiriendo 100 % de reinyección. Se requiere, entonces, tecnología para mejorar la extracción, estimular los reservorios y optimizar los costos de producción.

A medida que los campos envejecen (es decir, son más maduros) la producción de petróleo conlleva una mayor cantidad de agua de producción. Poder hacer frente a las altas

proporciones de agua/petróleo con el envejecimiento y las instalaciones a menudo insuficientes (por subestimación del agua) es un gran desafío.

Un reto aún mayor en el campo maduro es encontrar y extraer el petróleo restante, lo que ocurre debido al desplazamiento ineficiente (petróleo residual en los poros de las zonas de barrido) o barrido insuficiente (petróleo desviado). Tras una continua reinterpretación del reservorio, otro gran desafío es extraer el petróleo adicional mediante la aplicación de tecnologías que mejoren el factor de recuperación.



Cortesía de Baker Hughes a GE Company

3.1. TÉRMINOS COMÚNMENTE UTILIZADOS AL HABLAR DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

Durante el ciclo de vida de la producción de petróleo, SPE (Society of Petroleum Engineers) define tres etapas de recuperación (5):

Recuperación primaria (factor de recuperación de hasta 20 %) – La etapa de producción inicial resulta de la energía de desplazamiento que existe naturalmente en el reservorio.

Recuperación secundaria (factor de recuperación adicional de 20-30 %) - La segunda etapa de las operaciones se implementa después del declive de la producción primaria; se dirige al petróleo móvil con procesos de recuperación secundarios, como inyección de agua, el mantenimiento de la presión y la inyección de gas.

Recuperación terciaria (factor de recuperación adicional de 10-20 %) - Está dirigido a petróleo inmóvil basándose en energía térmica, inyección de gases y productos químicos y otras tecnologías en combinación con inyección de agua y mantenimiento de presión.

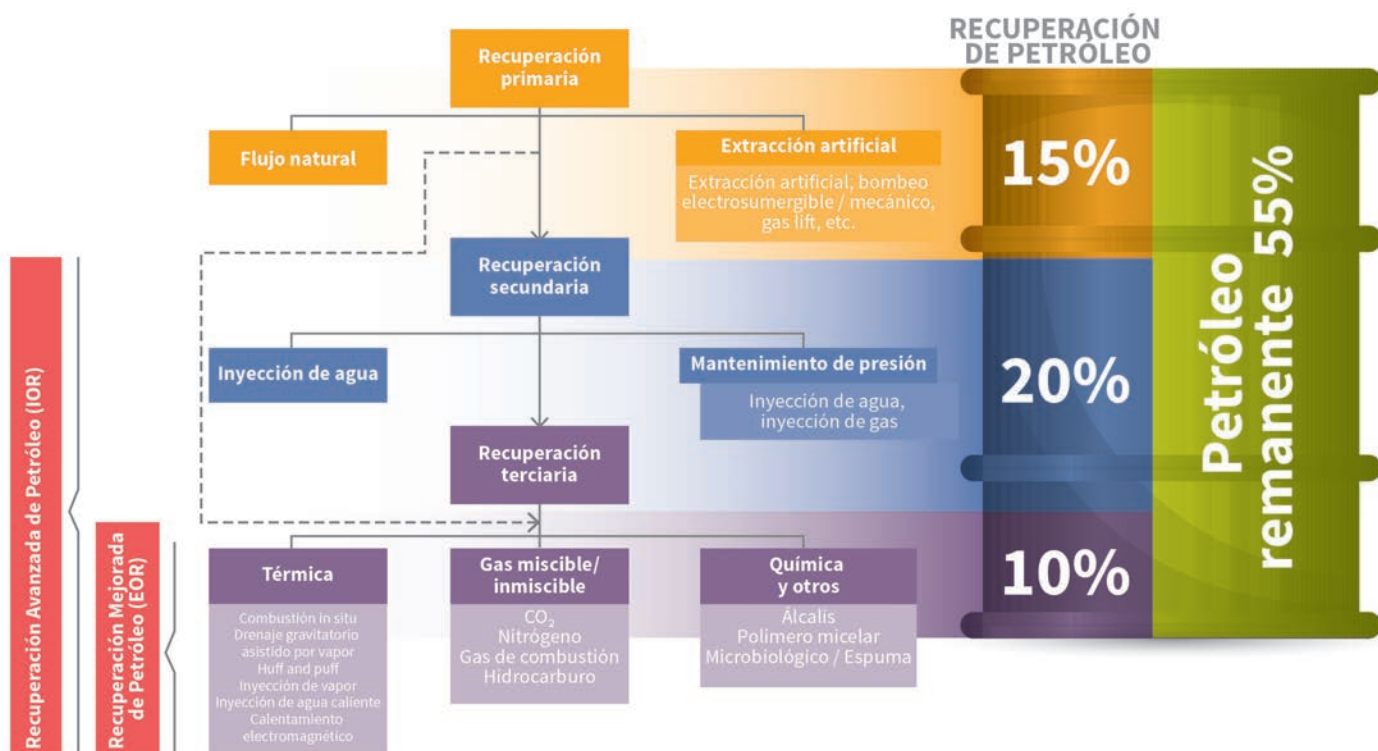


Figura 3.1: Ilustración esquemática de la definición / enfoque concurrente de IOR / EOR con recuperación primaria, secundaria y terciaria y tecnologías asociadas (Modificado de (6))

El rendimiento resultante del campo petrolero también se refleja en la Figura 3.1 en términos de factores de recuperación por etapa de producción y petróleo restante al final del ciclo de vida. Luego, más del 50% del petróleo in situ es petróleo restante que puede extraerse y producirse mejorando los costos, las operaciones, los modelos comerciales y la incorporación de nueva tecnología.

Estas tres etapas pueden no llevarse a cabo en secuencia. Para los crudos pesados, la producción primaria es generalmente despreciable y la inyección de agua no es factible, por lo que la energía térmica es la única forma de recuperar el petróleo desde el principio. Entonces, el término “recuperación terciaria” ha sido reemplazado por Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR por sus siglas en inglés Enhanced Oil Recovery). EOR resulta principalmente de la inyección de gases o sustancias químicas líquidas y / o el uso de energía térmica.

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) es la recuperación de petróleo por inyección de fluidos que normalmente no están presentes en el reservorio pero excluyendo los procesos convencionales de mantenimiento de presión y de desplazamiento de inmiscibles. Los procesos EOR implican la inyección de un fluido o fluidos que alteran las propiedades originales del reservorio y crean condiciones favorables para la recuperación de petróleo.

La recuperación avanzada de petróleo (IOR) por sus siglas en inglés Improved Oil Recovery) se refiere a cualquier práctica que se utiliza para mejorar la recuperación del petróleo e incluye la EOR. La Figura 3.1 explica mejor estas definiciones y resalta algunas de tecnologías asociadas más comunes en la actualidad.

El límite económico del pozo o del activo es muy importante para el enfoque económico del campo en cada etapa de la producción primaria, secundaria y terciaria, donde se necesitan distintos gastos operativos y de capital para obtener resultados económicos positivos de acuerdo con el precio vigente del petróleo y las normas en vigor de cada país.

Ciclo de vida de un campo de petróleo

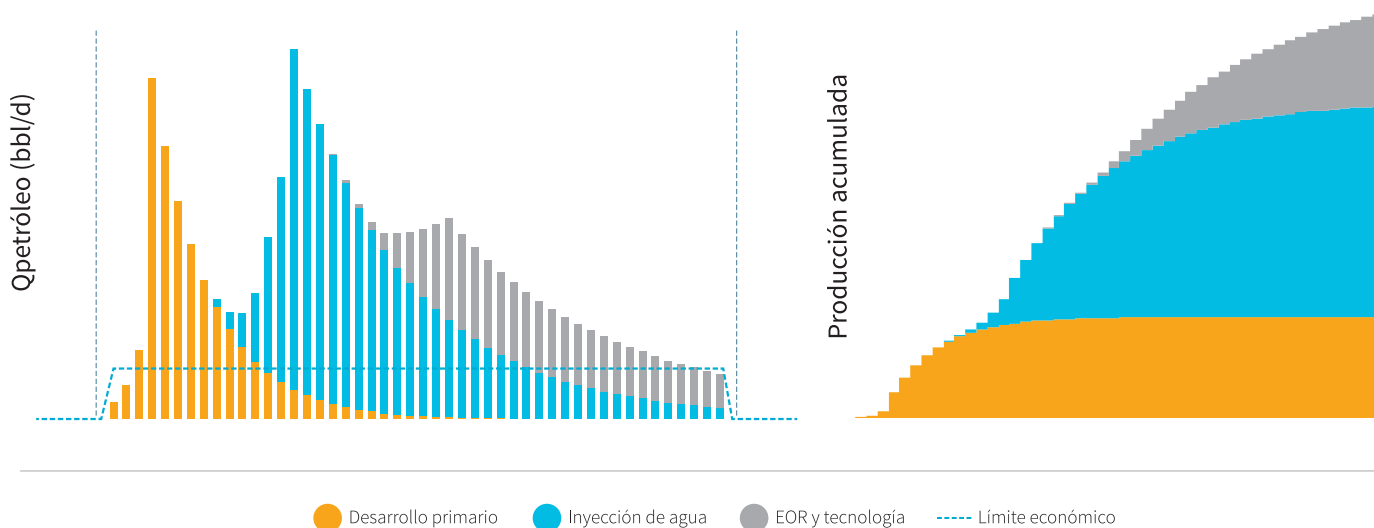


Figura 3.2: Ciclo de vida típico de producción de petróleo de un reservorio y el impacto de las tecnologías de recuperación mejorada de petróleo (Cortesía de Schlumberger)

Las tecnologías de Recuperación Avanzada de Petróleo (IOR) y de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) pueden utilizarse en cualquier momento en la vida de un campo, incluso desde el comienzo de su desarrollo. Son tecnologías altamente complementarias. En última instancia, ambas se utilizan para optimizar la recuperación y energizar el petróleo en el reservorio para lograr desplazar más cantidad hacia la superficie.

Idealmente, la estrategia de EOR ya está incluida en la fase de desarrollo del campo, y también es necesaria para preservar la integridad del pozo en las bases de diseño. La determinación de la tecnología de EOR/IOR más adecuada dependerá del reservorio específico y su estado actual. Sin embargo, la decisión sobre cuándo llevar a cabo procesos de EOR depende en gran medida de:

- los aspectos económicos del proyecto
- las condiciones de los mercados externos, como el precio del petróleo (como ejemplo de esta dependencia, la mayoría de las procesos de EOR actuales se utilizaron por primera vez a principios de la década de 1970, en una época de precios del petróleo relativamente altos)
- los datos disponibles sobre el reservorio y la producción, que indican cuánto petróleo queda y en qué condiciones se encuentra, y
- la estrategia de la empresa operadora (p. ej., el principal factor impulsor para que una empresa lleve a cabo la inundación con polímero a gran escala puede ser obtener más petróleo recuperado, y esta podrá no ser necesariamente la estrategia para otras empresas)

3.2. LA IMPORTANCIA DE EOR EN CAMPOS MADUROS

A fin de atender la demanda de petróleo, que continúa incrementándose en todo el mundo, en un escenario donde es difícil encontrar nuevos campos de petróleo, se prevé que el número de proyectos de EOR aumente a nivel mundial, a pesar de las inquietudes referentes a las emisiones de gases de efecto invernadero y las cuestiones ambientales.

Es pertinente señalar desde el comienzo que, tradicionalmente, los procesos y las tecnologías de EOR han estado estrechamente vinculadas al entorno económico de la industria (es decir, a los precios del petróleo y del gas) y a la oferta/demanda del mercado prevalente al momento de su posible aplicación.

Se estima que, en la actualidad, nuestra industria no ha alcanzado todavía el límite tecnológico en términos de Factor de Recuperación.

Como indicamos anteriormente, en la actualidad, la implementación de EOR es controlada por factores económicos y limitaciones operacionales. Sin embargo, es justo decir que prosigue la investigación para intentar optimizar estos procesos, para moverlos más rápido desde el laboratorio hacia los campos, y -por supuesto- para hacerlos más respetuosos con el medio ambiente.

La figura 3.3 describe la madurez técnica de los procesos EOR. Los cuadrados rojos son tecnologías maduras que pueden implementarse en muchas situaciones sin una adaptación significativa. Los cuadrados amarillos son aquellas tecnologías que requieren optimización y pruebas de campo para obtener el diseño de campo completo correcto. Los cuadrados grises son tecnologías a nivel de I + D (laboratorio) y requieren ensayos de campo adicionales (7).

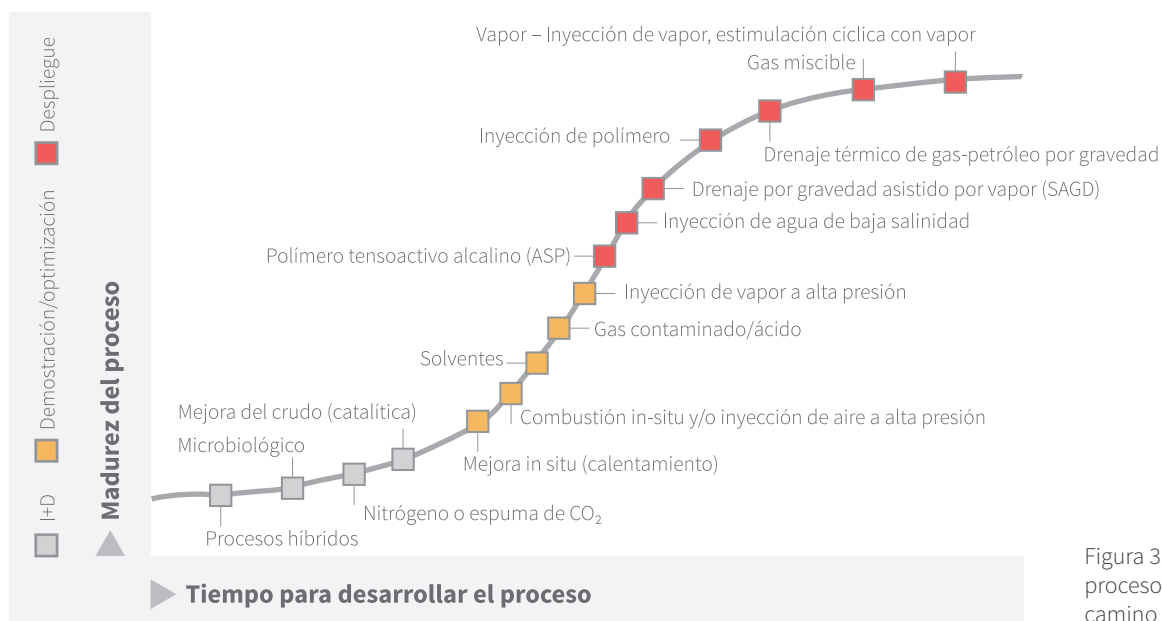


Figura 3.3: Principales procesos de EOR y su nivel y camino hacia la madurez (7)

A pesar de los innegables avances en el área de los procesos de IOR/EOR, por lo general es importante considerar los siguientes aspectos:

1. Las nuevas tecnologías de EOR tienen que ser más fáciles de diseñar, requerir menos equipos y personal especializado para sus aplicaciones de campo y producir una respuesta más rápida en términos de recuperación de petróleo.
2. Las empresas deberían planificar el despliegue de las tecnologías de EOR ya existentes y nuevas al comienzo de la planificación del desarrollo del campo, a fin de asegurarse de contar con instalaciones y espacio para implementar dichas tecnologías en su debido momento (esto es particularmente crítico en los desarrollos costa afuera).
3. Sigue constituyendo un gran desafío el tiempo de retardo entre la utilización de un determinado proceso de EOR en un campo, que a menudo implica considerables costos operativos y de capital, y la respuesta en términos de producción adicional de petróleo.
4. En los sitios en que la geología es adecuada, la inyección de CO₂ para EOR y el secuestro geológico de CO₂ es una de las formas en que las empresas pueden reducir la intensidad de las emisiones del petróleo suministrado al mercado y por lo tanto reducir su huella medioambiental.



4. Alternativas regulatorias

Además de las técnicas de gestión de reservorios y las tecnologías aplicadas, un enfoque integral para promover el desarrollo de los campos maduros también incluye las estrategias, leyes y normas establecidas por los gobiernos para tal fin. Los distintos países han abordado - y están abordando - varios enfoques normativos novedosos para maximizar el valor neto esperado del petróleo económicamente recuperable de reservorios importantes y de aquellos que se están agotando.

“En la actualidad, más del 80 % de la producción mundial mediante tecnología de EOR se beneficia de algún tipo de incentivo del gobierno o es priorizada por las empresas petroleras nacionales como parte de sus esfuerzos por maximizar la rentabilidad de los recursos nacionales” (8).

Se prevé que la aplicación de estas normas arroje resultados adicionales derivados del aumento de la actividad de exploración, una mejor administración, una producción más eficiente, una mejor recuperación y el desmantelamiento tardío.

Los Estados Unidos de América constituyen un buen ejemplo de cómo las políticas de incentivos afectan el crecimiento de los proyectos de EOR. En la década de 1980, ante la perspectiva de la disminución de la producción nacional de petróleo, el impuesto a las ganancias extraordinarias del petróleo crudo de 1980 dio inicio a la industria de EOR en los Estados Unidos al reducir considerablemente su carga tributaria. Más recientemente, el crédito fiscal previsto en la sección 45Q del Código de los Estados Unidos ha sido modificado para ofrecer una reducción de impuestos de \$35/tCO₂ durante 12 años para el CO₂ almacenado en operaciones de EOR (8).

Esta sección describe algunos modelos de incentivos así como algunas prácticas normativas eficaces utilizadas por diferentes países de América Latina y el Caribe y otras regiones del mundo para ayudar a las empresas operadoras actuales y nuevas a mejorar la recuperación

de petróleo de campos maduros en forma eficaz en función de los costos. Cabe señalar que la intención de las estrategias/normas descritas en este capítulo se refiere indistintamente a la promoción del desarrollo de campos maduros, los recursos y las reservas marginales.

Esta sección describe algunos enfoques normativos demostrados así como intentos gubernamentales preliminares para medir su efectividad en el tiempo. En general, estos modelos son específicos de cada país, ya que cada país tiene enfoques únicos para las políticas de desarrollo de sus recursos hidrocarbúricos y el desarrollo sostenible. Esto significa que aunque los gobiernos encontraran las opciones presentadas aquí de utilidad para ser consideradas en su propio contexto, no son necesariamente las recetas infalibles que los gobiernos tienen que seguir como una fórmula mágica para asegurar un resultado exitoso en sus países.

Es importante señalar que estos enfoques normativos son normalmente desarrollados por los gobiernos bajo la premisa de que todas las partes interesadas deberían estar obligadas a maximizar el valor neto esperado del petróleo económicamente recuperable de los reservorios que se están agotando en cada país.



ENFOQUE NORMATIVO/ESTRATÉGICO

Si la empresa operadora presenta un Plan de Desarrollo para solicitar la prórroga del plazo del contrato, incluida la realización de proyectos de recuperación mejorada a escala de piloto o implementaciones masivas de acuerdo con la madurez de los reservorios, se le puede otorgar una regalía menor o mayor remuneración a la producción incremental.

Los volúmenes dentro de la curva de producción planificada estarán sujetos a las mismas regalías acordadas en el contrato de concesión. Para ello, el gobierno determina -para cada contrato- la curva básica de producción considerada como la que se obtendría de los pozos que en la fecha del contrato se encuentran en situación de producción o que han producido de manera sostenida en los últimos tres meses.

Las empresas que deseen acceder al beneficio deberán presentar - dentro del plazo determinado por la norma- nuevos planes de desarrollo (incluyendo presupuestos de inversiones y gastos) que demuestren que hay volúmenes adicionales económicamente viables para extender la vida de un campo. Para dicha reducción de las regalías o aumento de la remuneración, la empresa operadora debe desarrollar e implementar un Programa de Trabajo Mínimo y otro complementario, según un presupuesto de inversiones y gastos y dentro del plazo determinado por la norma.

Este beneficio ofrecido por el gobierno puede variar en función de la calidad del crudo extraído.

RESULTADOS ESPERADOS

- Impulsar la producción mediante la incorporación de nuevas inversiones a corto plazo.
- Aumentar el interés de las empresas operadoras ofreciendo incentivos que mejoren los aspectos económicos de las inversiones.
- Indirectamente, se espera que se apliquen nuevas tecnologías.
- El Estado obtiene un impuesto a la renta más alto que el que la empresa operadora pagaría por la producción básica, ya que tiene un costo más bajo por la regalía reducida, o más ingresos por la mayor remuneración, según sea el caso. Esto se suma al mayor impuesto sobre la renta obtenido de los proveedores de servicios de campos de petróleo ya que aumentan las inversiones y los gastos de las empresas operadoras que contratan sus servicios.
- Se generarían nuevos puestos de trabajo por el aumento en las actividades de producción.
- Puede haber un mayor beneficio para las refinerías locales cuando sustituyen el crudo importado por el crudo local.

Conceder los derechos de los campos donde las empresas operadoras no están invirtiendo los recursos necesarios para maximizar la recuperación de las reservas existentes

Una empresa que opera a un factor de recuperación que no se alinea con las obligaciones impuestas en el plan de desarrollo conforme a su licencia y con un retorno económico inaceptable está autorizada a terminar su contrato y venderlo a empresas tecnológicas más pequeñas.

Flexibilización de las normas de contenido local. Esto puede incluir la reducción de los impuestos nacionales y locales sobre la producción y la disponibilidad por parte de las compañías nacionales de bienes y materiales necesarios para las actividades del campo de petróleo, especialmente para el desarrollo y operación de proyectos de EOR, incluso la creación de puertos secos cercanos a las áreas de producción en tierra.

Potencial para la reducción de costos de las empresas operadoras en nuevas tecnologías.

Debida consideración del hecho que las inversiones necesarias para el funcionamiento en estas áreas pueden ser desproporcionadas en relación con los requisitos establecidos para las otras modalidades de licitación.

Si las empresas no son capaces de asegurar la recuperación del valor máximo de petróleo económicamente recuperable de sus licencias o infraestructura por razones financieras, o porque la recuperación genera retornos que no son satisfactorios, deben buscar obtener la inversión de otras empresas/medios. Si después de un periodo razonable, las empresas son incapaces de obtener alternativas de financiación o deshacerse de los activos, entonces, si la recuperación del valor máximo de petróleo económicamente recuperable lograra un retorno comercial satisfactorio, deberá renunciar a las licencias correspondientes.

Se le permite a las empresas que otros procuren maximizar el valor del petróleo económicamente recuperable de sus licencias o infraestructura, incluso renunciando a dichas licencias o activos a favor de otras empresas competentes desde el punto de vista financiero y tecnológico. De esta manera se logra incrementar la producción y mantener la actividad petrolera con los beneficios correspondientes para el Estado.

Autorizar la prórroga de los contratos de concesión de los campos de producción como un medio para extender su vida.

Dar a las empresas más tiempo para definir alternativas (estratégicas, operativas y tecnológicas) para extender el ciclo de vida del campo y maximizar el valor para beneficio de las empresas y del estado.

La agencia nacional de hidrocarburos debe tener una visión integrada de las licencias de producción y asegurar que los titulares de licencias busquen un acuerdo en casos en que la coordinación de reservorios sea –claramente– el enfoque racional. Como el interés de las empresas en coordinar sus actividades y/o compartir información puede diferir, es importante que la agencia asegure que las decisiones estén basadas en información correcta.

La coordinación puede ayudar a reducir costos y mejorar la recuperación. La coordinación y soluciones de área pueden contribuir a lograr rentabilidad para varios reservorios que, individualmente, no son comerciales.

ENFOQUE NORMATIVO/ESTRATÉGICO

RESULTADOS ESPERADOS

La agencia nacional de hidrocarburos trabaja para fomentar la investigación y el desarrollo. Como parte de estos esfuerzos, coordina el trabajo de innovación que es transversal a empresas y licencias de producción

Las empresas estarán dispuestas a explotar las oportunidades que brindan los avances tecnológicos para crear valor a través de la recuperación avanzada o la reducción de costos.

La agencia nacional de hidrocarburos ayuda a garantizar que se ejecuten proyectos de recuperación mejorada antes de que se cierre su ventana de oportunidad.

En algunas áreas, los nuevos proyectos de campos maduros generalmente están ligados a instalaciones existentes. Al envejecer dicha infraestructura, el tiempo es un tema importante, ya que una mejor recuperación podría verse ante una ventana crítica de oportunidad que podría significar que el valor de un proyecto disminuye y, en el peor de los casos, desaparece

UNA NOTA SOBRE EL PERMISO AMBIENTAL DE PROYECTOS EOR

Los proyectos EOR generalmente requieren la construcción/adaptación de las instalaciones existentes en el sitio; también utilizan sustancias químicas y/o energía que no se consideraron al inicio del desarrollo del campo. Esto significa que después de que la agencia reguladora –de petróleo y gas- apruebe el proyecto EOR, también se requerirá la aprobación de las autoridades ambientales.

Es importante que el tiempo de la respuesta del gobierno sea balanceado con los límites de tiempo de los proyectos EOR para garantizar su viabilidad económica dentro de la ventana de oportunidad definida (9). Si el aumento de la producción de EOR es un asunto estratégico nacional, es importante que estos problemas se resuelvan mediante un diálogo constructivo entre las instituciones gubernamentales correspondientes y la industria local.



5. Aspectos operativos

OPCIONES DE VIABILIZACIÓN DE PROYECTOS DE EOR EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

En 2018, aproximadamente el 65% de la producción de petróleo de América Latina y el Caribe, provino de campos maduros*. Esto representa una gran oportunidad para incrementar la producción a través de técnicas de EOR en la Región.

Los proyectos de recuperación mejorada de petróleo son costosos y su verdadero valor tarda mucho en ser visible. Al tener que enfrentar el reto de ser costo-efectivos, las compañías operadoras -bien sea privadas o estatales- en todo el mundo deben enfrentar un duro examen para generar la confianza de los inversores.

El reto de ser costo-efectivos es grande en las regiones o países donde la industria no presenta niveles muy maduros y avanzados de desarrollo, y por lo tanto la infraestructura industrial, de investigación y las capacidades profesionales existentes para este tipo de proyectos son precarias o inexistentes.

Otro elemento que juega un papel muy importante en la viabilidad de proyectos de recuperación mejorada son los programas de financiación de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico enfocados en la recuperación mejorada y áreas afines

(*) Cálculo estimado por ARPEL

En la mayoría de los países de América Latina y el Caribe existen universidades de primer nivel con una alta capacidad de formación de profesionales competentes y de investigación básica y aplicada en las áreas/carreras afines a la industria de los hidrocarburos. Además, también en la mayoría de países de la región existe una base industrial medianamente desarrollada en las áreas de diseño y síntesis de productos químicos, diseño y construcción de plantas industriales, sistemas de transporte, etc. En general, estas capacidades investigativas y de ejecución son pobremente aprovechadas

por las compañías operadoras que se embarcan en proyectos de recuperación mejorada a escala de piloto o implementaciones masivas. La práctica más común de ejecución de proyectos de recuperación mejorada en la región es delegárselos a las grandes compañías contratistas o acudir a las firmas de ingeniería especializadas de los países más avanzados y obtener proyectos tipo "llave en mano" lo que no siempre resulta costo-efectivo. Las empresas deben –por lo tanto- considerar la combinación Universidad-Operador-Contratista.

Posibles estrategias a ser consideradas por empresas y gobiernos

FORTALECIMIENTO DE LA CAPACIDAD INVESTIGATIVA Y DE FORMACIÓN DE PROFESIONALES EN ÁREAS AFINES A LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS Y A LA RECUPERACIÓN MEJORADA

La recuperación mejorada de petróleo requiere una base importante de experiencia y conocimientos de ciencias básicas y aplicadas. En las etapas de planeación y evaluación previas a la implementación, se requiere una cantidad enorme de recursos para la evaluación experimental y modelamiento a diferentes escalas del proceso (o de los procesos) a implementar. Este apoyo pueden darlo las universidades y centros de investigación locales en la medida que tengan los recursos y el acompañamiento apropiado de las compañías operadoras y de las instituciones correspondientes del Estado.

Los centros de investigación y desarrollo y las universidades de los países de América Latina y el Caribe precisan de una trayectoria importante en el área de hidrocarburos así como apoyo financiero que les permita tener una importante infraestructura de formación e investigación.

Por un lado, las empresas operadoras pueden trabajar conjuntamente con las universidades, proveerles de recursos adicionales, y darles un acompañamiento apropiado durante las diferentes etapas de desarrollo del proyecto. Por su parte, los gobiernos podrían promover proyectos de investigación y desarrollo tecnológico (10, 11).

MEJOR APROVECHAMIENTO Y FORTALECIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA INDUSTRIAL EXISTENTE EN LOS DIFERENTES PAÍSES

Los insumos químicos, la ingeniería de diseño y los equipos/instalaciones industriales son los componentes más complejos y costosos para la implementación de los proyectos de recuperación mejorada. Generalmente, estos componentes se desarrollan y ejecutan en los países más desarrollados y luego importados a los países donde se vayan a ejecutar los proyectos. Estos procesos son inherentemente costosos.

Las empresas operadoras podrían enfocarse en aprovechar al máximo las capacidades existentes en los diferentes países donde operan. Algunos de los países donde se planean o existen proyectos de recuperación mejorada en ejecución tienen una trayectoria larga en la industria, y existen compañías locales con capacidad de proveer total o parcialmente los servicios y/o equipos requeridos para la progresión y ejecución exitosa de dichos proyectos (p.ej., Argentina, Brasil, Colombia, Ecuador y México, entre otros). Lo mismo acontece en las áreas de ingeniería de diseño y construcción de plantas industriales.

Esta nueva estrategia no solo permitiría la reducción de costos y disminución de los tiempos de ejecución de estos proyectos, sino que ayudaría a fortalecer la infraestructura industrial, uso de más mano de obra local, y el desarrollo general de los distintos países de América Latina y el Caribe.





6. Asociaciones comerciales o estratégicas

Además de considerar aspectos tecnológicos, regulatorios y operativos, las empresas pueden desarrollar estrategias empresariales en las que se encuentren sinergias con otros operadores o empresas proveedoras de servicios, con el objetivo de maximizar los factores de recuperación con bajos costos operativos de campos maduros.

6.1. LA SINERGIA COMO ESQUEMA DE GENERACIÓN DE VALOR COMPARTIDO

El valor compartido surge de la generación de valor económico empresarial con beneficio directo a las empresas y al Estado así como del importante beneficio hacia las comunidades de influencia y la sociedad en general.

Esto se puede lograr en tres formas diferentes: re-concepción de productos y mercados, redefinición de la productividad en la cadena de valor y construcción de clústeres de apoyo para el sector en torno a las instalaciones de la empresa. Todo ello con la visión de integrar personas, procesos y tecnología de información, para realizar análisis y toma de decisiones de alto impacto que transforme y revitalice los reservorios maduros.

Los métodos que deben transformar los procesos de flujo de trabajo se basan en el éxito y la eficacia de las aplicaciones de operaciones de campos maduros integrados mediante la sinergia operativa con la responsabilidad de mejorar los indicadores que reflejen los objetivos a alcanzar.

Para este proceso de transformación basado en la sinergia se requiere lo siguiente:

- Reunir toda la información de los proyectos y activos de mayor envergadura.
- Identificar, automatizar, estandarizar y optimizar las operaciones y trabajos técnicos críticos para asegurar la confiabilidad de los pozos y reservorios en operación.
- Implementar soluciones de sinergia operativa de alto impacto.
- Permitir la colaboración entre organizaciones operadores y compañías de servicio a través del acceso a expertos e información crítica.

6.2. SINERGIA ENTRE OPERADORAS Y PROVEEDORES DE SERVICIOS

Adicionalmente a la disponibilidad de los servicios, que son su razón de ser, en un contexto de sinergia entre operadores y proveedores de servicio, estos últimos pueden aportar innovación, nueva tecnología y soporte tecnológico en los procesos de desarrollo y progresión de reservas de hidrocarburos.

En este sentido, los proveedores de servicio podrían alertar, permanentemente, acerca de las nuevas mejoras aplicables en su campo de acción, por ejemplo:

- mecanismos de negocio para aplicación y desarrollo de soluciones innovadoras y aplicables,
- optimización y manejo de los recursos existentes bajo el marco de integridad de activos, y
- diseño de esquemas de integración entre lotes.

Diferentes países de América Latina y el Caribe han implementado modelos comerciales robustos con el objeto de mejorar el factor de recuperación de reservorios maduros mediante contratos de servicios que han sido integrados a la operación incorporando el concepto de riesgo compartido. Esto permite el estudio y el desarrollo posterior con inversión en pozos nuevos y la aplicación de la última tecnología mundialmente disponible en procesos de inyección de agua y EOR.



El aporte de inversión y tecnología de las compañías de servicio, con alineamiento en el manejo del riesgo del activo, resulta en una excelente opción para la sinergia con los operadores que asegura la transferencia del conocimiento y la optimización de las operaciones.

6.3. SINERGIA ENTRE LOTES

La explotación de los campos de petróleo continúa desarrollándose bajo diversos escenarios que con el tiempo han agotado las reservas primarias, quedando reservas remanentes y recursos contingentes por desarrollar que requieren recursos tecnológicos y operativos adecuados que demandan altos costos en su ejecución.

El poder desarrollar las reservas remanentes y los recursos contingentes de América Latina y el Caribe -desplegando esquemas de generación de valor compartido- permitirá mejorar la economía de los países cuyas economías se basan fuertemente en el petróleo, generando bienestar a la sociedad en general.

La cercanía de lotes con infraestructura existente, permitirá crear sinergias en las actividades de exploración y explotación ya que las características geológicas y el tipo de reservorios esperados en dichos lotes aledaños podrían ser similares.



Para el desarrollo de la sinergia entre lotes se sugiere considerar los siguientes aspectos:



7. Conclusiones

Se prevé un mayor crecimiento de proyectos de EOR para 2020. Para entonces, varios campos de petróleo habrán madurado lo suficiente como para requerir esfuerzos a fin de mantener la producción o enlentecer el descenso mediante el apoyo a nuevos proyectos de EOR. La IEA prevé que, entre 2025 y 2040, la producción total mediante el método de EOR crezca más del 60% y represente alrededor del 4 % de la producción mundial en 2040 (4). Por lo tanto, las empresas y los gobiernos deben pensar ahora en las alternativas por delante.

Para que la recuperación mejorada de petróleo se implemente efectivamente -y maximice para los estados el valor neto esperado del petróleo y gas económicamente recuperables de los reservorios- se requeriría adoptar varias medidas innovadoras a la brevedad.

Los gobiernos y la industria deben iniciar esfuerzos simultáneos y concertados para examinar los campos y determinar el potencial de EOR en áreas ricas en recursos, realizando pruebas de los proyectos de EOR en países donde no se han utilizado previamente. También deben ser creativos, definiendo enfoques normativos, incluidos incentivos fiscales continuos y procesos simplificados de permisos ambientales, identificando estrategias de negocio y aprovechando al máximo los avances tecnológicos y el potencial para la digitalización a fin de generar una mejor comprensión de las estrategias respecto del subsuelo.

Es crucial para la producción y creación de valor de los campos maduros que los diferentes titulares de licencia sean conscientes y administren sus campos en forma apropiada. Las autoridades esperan que los titulares de licencias operen sus campos tan eficazmente como sea posible y que realicen inversiones y tomen medidas eficaces en función de los costos para una mayor recuperación. También significa que los recursos deben ser explotados antes de que sea demasiado tarde.

La tecnología, el marco normativo y las estrategias empresariales para un desarrollo sostenible de campos maduros de petróleo, avanzan periódicamente. ARPEL ha desarrollado una herramienta colaborativa virtual conocida como Innov@arpel (www.innovarpel.org) que permite a todos los usuarios compartir casos de estudio, tecnologías y regulaciones vinculadas a la mejora de los factores de recuperación de campos maduros (12, 13). Se invita a los lectores a compartir su conocimiento sobre el tema en esta plataforma.

8. Referencias

- (1) *Oil Supply: Non-OPEC decline rates remain stable until 2020(2018)*. [Home page of Wood MacKenzie]. [online]. Disponible en: <https://www.woodmac.com/news/feature/non-opec-decline-rates-remain-stable-until-2020/> [Accesado el 30 de noviembre de 2018].
- (2) Slav, I. (2018). "BP Reports Surprise Production Jump At Mature Fields". *OilPrice*. [online]. 8 March. Disponible en: <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/BP-Reports-Surprise-Production-Jump-At-Mature-Fields.html> [Accesado el 28 de noviembre de 2018]
- (3) *About Mature Fields*. (2018). [Home page of Halliburton] [online]. Disponible en: <https://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/mature-fields/about-mature-fields.html> [Accesado el 28 de noviembre de 2018]
- (4) McGlade, C., Sondak, G. and Han, M. (November 2018). *Commentary: Whatever happened to enhanced oil recovery?* [online]. International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/newsroom/news/2018/november/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery.html> [Accesado el 28 de noviembre de 2018]
- (5) Stosur, G.J., Hite, J.R. and Carnahan, N.F. (2003). "The Alphabet Soup of IOR, EOR and AOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms". SPE paper 84908, presented at the SPE International IOR Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, October 20-21.
- (6) Moritis, G. (2000). "EOR Weathers Low Oil Prices", OGJ Special, (March 20) página 44.
- (7) Regtien, J. (2010) "EOR: a key mechanism for meeting tomorrow's energy needs" [online]. World Petroleum Council - Disponible en: <http://www.firstmagazine.com/Publishing/SpecialistPublishingDetail.aspx?SpecialistPublicationId=23> [Accesado el 17 de diciembre de 2018]
- (8) McGlade, C., Sondak, G. and Han, M. (November 2018). *Commentary: Whatever happened to enhanced oil recovery?* [online]. International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/newsroom/news/2018/november/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery.html> [Accesado el 28 de noviembre de 2018]
- (9) ARPEL (2012). "Licenciamiento socio-ambiental para actividades de exploración de hidrocarburos en América Latina y el Caribe – Propuestas para un marco normativo eficiente" [online]. Disponible en: <https://arpel.org/library/publication/361/> [Accesado el 11 de junio de 2019]
- (10) Snow, N. (2018). "DOE's Fossil Energy Office intends to fund EOR research" Oil and Gas Journal [online]. 11 de octubre. Disponible en: <https://www.ogj.com/articles/2018/10/doe-s-fossil-energy-office-intends-to-fund-eor-research.html> [Accesado el 17 de diciembre de 2018]
- (11) *Norwegian Petroleum Directorate* (2017). *Maximising value*. [online]. Stavanger. Disponible en: <http://ressursrapport2017.npd.no/en/bedrifts-og-samfunnsokonomi/> [Accesado el 17 de diciembre de 2018].
- (12) *Innov@arpeL Forum on Technologies for Mature Fields*: <https://www.innovarpeL.org/forum/forum/foro-de-innovarpeL-1/topic/technologies-for-mature-fields-5/>
- (13) *Innov@arpeL Forum on Regulations to foster the development of mature fields*: <https://www.innovarpeL.org/forum/forum/foro-de-innovarpeL-1/topic/regulations-to-foster-the-development-of-mature-fields-16/>



WHITE PAPER

Enfoque sistémico para mejorar los factores de recuperación de los recursos de petróleo



ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR
PETRÓLEO, GAS Y BIOCOMBUSTIBLES
EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE.

ARPEL es una asociación sin fines de lucro que nuclea a empresas e instituciones del sector petróleo, gas y biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe. Fue fundada en 1965 como un vehículo de cooperación y asistencia recíproca entre empresas del sector, con el propósito principal de contribuir activamente a la integración y crecimiento competitivo de la industria y al desarrollo energético sostenible en la región.

Actualmente sus socios representan un alto porcentaje de las actividades del upstream y downstream en América Latina y el Caribe e incluyen a empresas operadoras nacionales e internacionales, proveedoras de tecnología, bienes y servicios para la cadena de valor, y a instituciones nacionales e internacionales del sector.



Sede Regional:

Av. Luis A. de Herrera 1248. WTC. Torre 2. Piso 7. Of. 717.
CP 11300. Montevideo, Uruguay

Tel: (+598) 2623-6993 • info@arpel.org.uy

www.arpel.org