



EOR: una estrategia sustentable

Por *Lic. Ing. Sebastián Kaminszczyk* e *Ing. Andrés López Gibson* (YPF S.A.)

En este trabajo se presenta una estrategia sustentable para una compañía con muchos activos, con una visión más sistémica que permita cambiar el concepto de estudio por el de proyecto, que cuente con herramientas y recursos para la maduración, que permita el desarrollo de socios estratégicos que acompañen, que capture lecciones aprendidas y que considere los proyectos EOR como parte estratégica del ciclo de vida de un campo.



Uno de los principales desafíos del portafolio de YPF es el rejuvenecimiento de los campos maduros y el desarrollo del potencial o límite técnico de los mismos. Enmarcados dentro de este desafío, la Gerencia de Exploración y Desarrollo definió dentro de sus principales iniciativas en la figura 1.

1	Fortalecimiento del portafolio. Calidad	<ul style="list-style-type: none"> ■ Metodología única para el Modelado de Subsuelo. ■ Modelo de Gerenciamiento de Reservorios. ■ Gestión de Proyectos VCDEM.
2	Fortalecimiento del portafolio. Cantidad	<ul style="list-style-type: none"> ■ Estudios Integrales de Cuencas Productivas. ■ Nuevos Horizontes Exploratorios.

Figura 1. Principales iniciativas estratégicas.

Uno de los principales inconvenientes que existe en el desarrollo de los campos es que la aplicación de tecnología, como la recuperación terciaria o EOR (*Enhanced Oil Recovery*), no suelen formar parte del ciclo de vida de los mismos. Los procesos de recuperación terciaria suelen desarrollarse aparte como tecnologías específicas que precisan de recursos específicos y estudios específicos. El clásico camino para la aplicación del EOR es el que se esquematiza en la figura 2.

En la misma se puede observar que para lograr la realización de una prueba en el campo es necesario pasar por

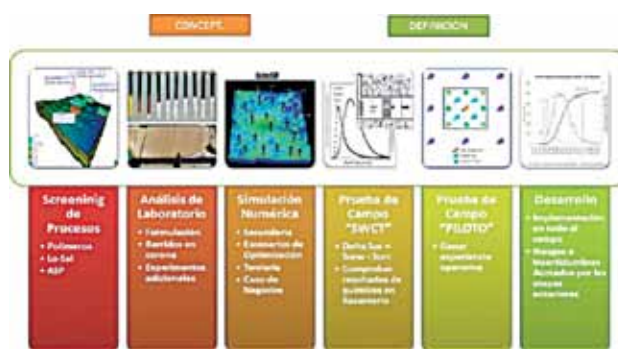


Figura 2. Camino clásico EOR.

las etapas de *screening* de los procesos, los análisis de laboratorio y la simulación numérica para luego determinar la factibilidad de la aplicación. Todo este camino clásico, si bien es correcto conduce, según nuestra experiencia, a dos situaciones: por un lado, cuando el tamaño de una compañía es chico tanto en recursos humanos especializados como en gerencias específicas, llevan a adquirir “productos enlatados”, es decir se recurren a consultoras o centros de investigación y tecnología que hacen todo a un costo elevado y; por otro lado, los tiempos suelen ser muy extensos con el riesgo de que si cambia la organización o cambia el contexto internacional de la industria los proyectos no sean ejecutados. En la figura 3 se presentan las principales

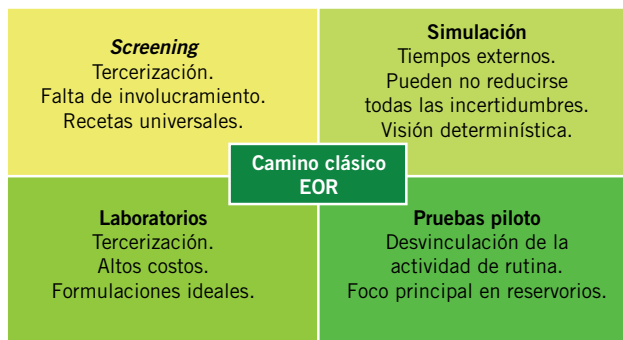


Figura 3. Características-amenazas camino clásico en EOR.

características que pueden ser amenazas en el camino clásico a nuestro modo de entender.

Para validar la hipótesis que se tiene de esta criticidad en la figura 4 se observa un resumen de trabajos presentados en distintas conferencias en diciembre de 2014.

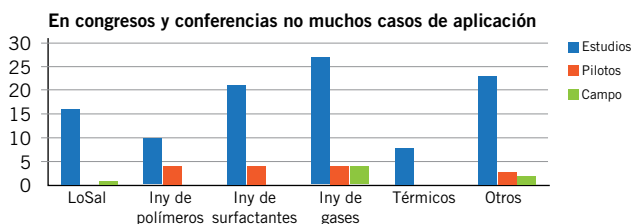


Figura 4. Casos presentados en conferencias EOR (W.Shulte SOGIC @).

Como consecuencia surgen diversas cuestiones en el momento de llevar adelante una aplicación EOR, entre las que podemos destacar:

- ¿Cómo asegurar que un estudio no duerma en un cajón?
- ¿Cómo transformar un estudio en un proyecto?
- ¿Cómo dimensionar un proyecto?
- ¿Cómo madurar un proyecto?
- ¿Cuántos RRHH (Recursos Humanos) son necesarios y en qué momento?
- ¿Cómo erogar dinero eficientemente?
- ¿Visión determinística o Visión exploratoria?
- ¿Qué es lo que puede hacer fracasar una aplicación EOR?
- ¿Quiénes nos tienen que ayudar y en qué?
- ¿Qué sectores de la organización deben involucrarse?

Para responder estas cuestiones, entre otras, en este trabajo se presenta una Visión integral de los proyectos EOR, un “Management Específico” para este tipo de tecnologías.

Desarrollo

Para definir un camino alternativo y/o complementario al clásico en EOR es necesario establecer una nueva cul-

Estrategia EOR							
Visión	Potencial de los campos	Lecciones aprendidas	Gestión y maduración de proyectos	Socios estratégicos	RRHH	Gestión del conocimiento	Sustentabilidad
Corto, mediano y largo plazo	Donde, porque y como hacer EOR Volcar al portafolio	Análisis de estudios y proyectos previos	Transformar los estudios en proyectos alineados al VCDEM y gerenciamiento de reservorios	Desarrollo de proveedores, servicios tecnológicos y productos estratégicos	Alineación de recursos y estructura funcional. Enfoque multidisciplinario	Desarrollo de competencias técnicas y de gestión específicas de proyectos EOR	Modelo de negocios para contextos de precio de petróleo bajo, medio y alto

Figura 5. Estrategia EOR.

tura EOR, una estrategia que permita evaluar el potencial de un campo para aplicar tecnología en recuperación asistida, explorar dichas tecnologías, establecer los recursos necesarios, definir una hoja de ruta que permita el aterrizaje y la sustentabilidad de los proyectos y, desarrollar socios estratégicos que permitan acortar la curva de aprendizaje, ser eficientes en costos y acompañar en la búsqueda del éxito del proyecto.

Como se muestra en la figura 5, la cultura EOR propuesta consta de ocho puntos clave que forman la columna vertebral de la que se desprenden todas las actividades para aplicar de una manera ejecutiva las acciones necesarias en un proyecto de EOR.

Lo primero es crear una Visión que permita el éxito de las prácticas EOR, la cual requiere un compromiso a largo plazo en recursos humanos, en capital, en el despliegue de tecnología e I&D (Investigación y Desarrollo) y en desarrollo sustentable. En la figura 6 se muestra un esquema que ilustra lo mencionado.



Figura 6. Visión EOR.

Centrando el foco principalmente en la Visión es necesario imaginar escenarios de corto, mediano y largo plazo que permitan luego construir una hoja de ruta y un plan de acción.

En la figura 7 se ilustra un ejemplo de escenarios posibles para responder ¿dónde estamos? y ¿dónde queremos estar?

Al crear una Visión en EOR es importante realizar una serie de preguntas como las siguientes:

- ¿Qué tipo de compañía eres?
 - Grande, deseando jugar en todos los frentes.
 - Pequeña, yendo por campos nuevos o por “las colas”.
- ¿Cuáles son sus fuerzas?
 - Onshore versus offshore
 - Innovadora

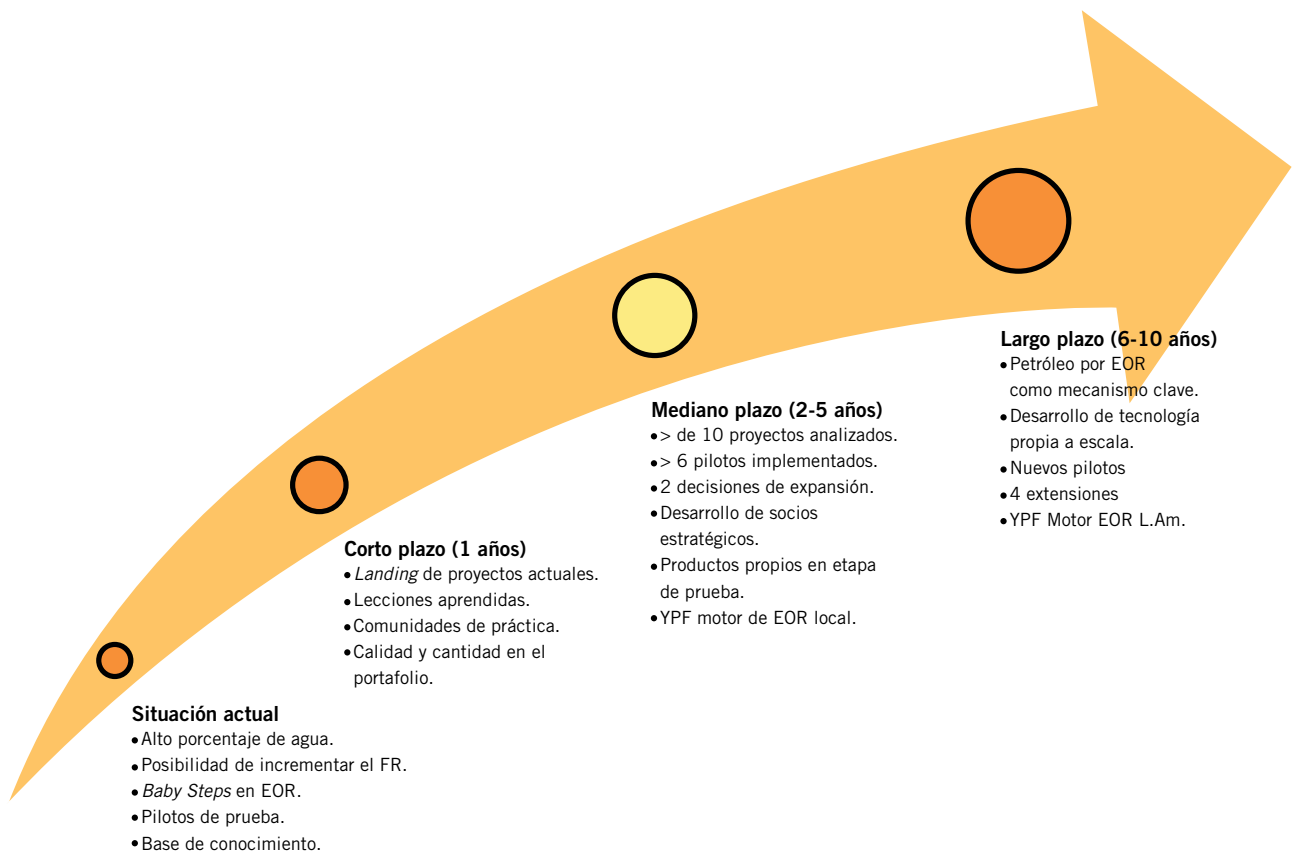


Figura 7. Ejemplo de Visión-Escenarios EOR.

- Rapido *versus* lento
- Mucho presupuesto *versus* largas deudas
- ¿Puedes hacer que las cosas sucedan?
 - Confianza de inversores
 - Conexión política
- ¿En qué etapa del desarrollo estás?
 - Aún mayoría de petróleo nuevo
 - En etapa de declinación

Estas reflexiones no son exclusivas ni completas. Es importante comprender por qué una empresa que ha puesto

parte de su esfuerzo en llevar adelante estudios de EOR, ya sea en laboratorio o mediante modelos numéricos tiene dificultades para “aterriar” proyectos.

Tanto en 2004 a nivel industria como en 2014 internamente en YPF, se realizaron encuestas para tratar de entender esta cuestión, en las figuras 8 y 9 se representan los ítems más destacados.

Del análisis y de la interpretación de ambas figuras pueden obtenerse algunas conclusiones:

- En 2004, para los encuestados, una de las variables más se creía limitante era el precio del petróleo, segui-

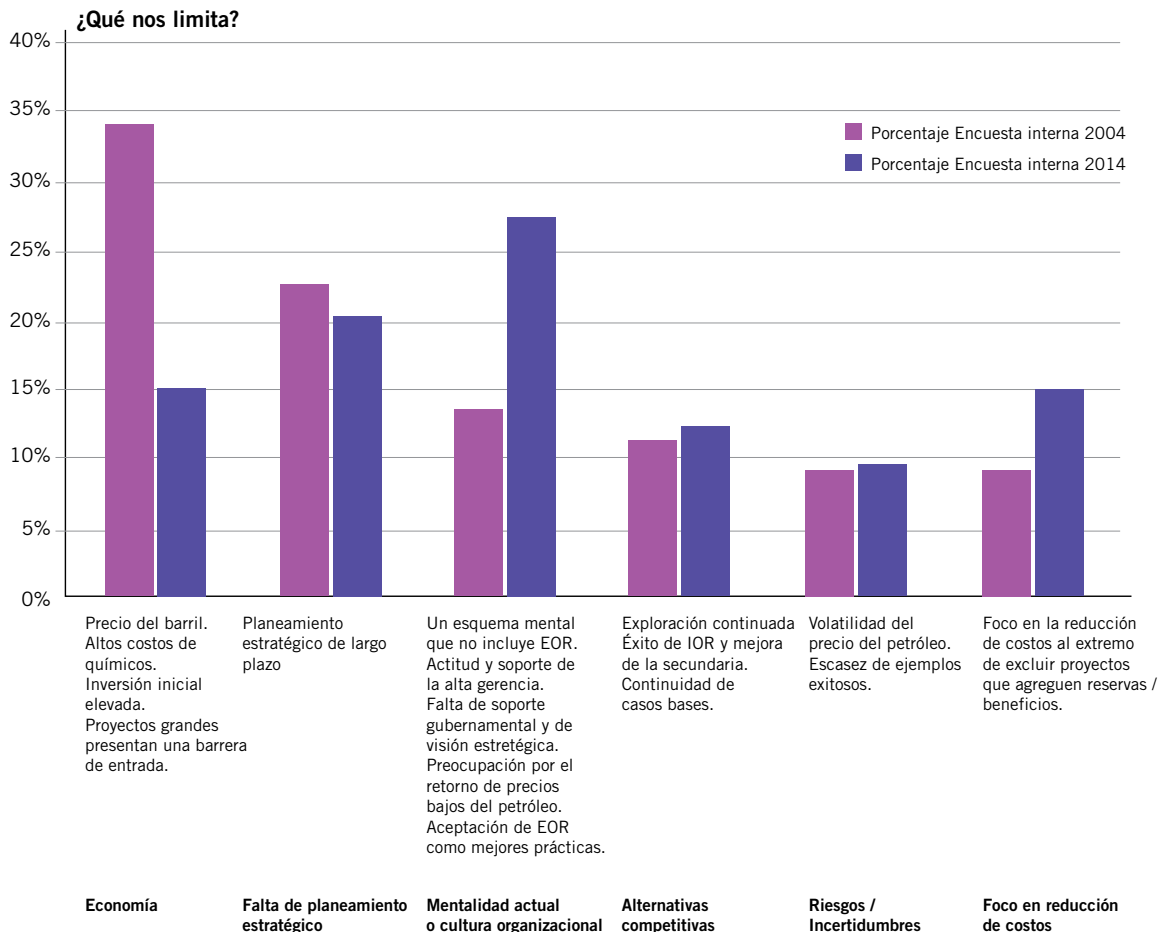


Figura 8. Encuestas externas e internas sobre qué nos limita en EOR.

da por la falta de planeamiento estratégico.

- En 2014 con un precio elevado y estable, la variable que más se creía limitante era la falta de planeamiento estratégico para desarrollar una Visión de largo plazo compartidas por todos los stakeholders.
- Llamativamente tanto en 2004 como en 2014 el concepto de riesgo e incertidumbre sobre todo en la volatilidad del precio y casos análogos exitosos no se consideraba una limitante importante.
- Acerca de qué debería hacerse para mejorar la perspectiva se destacan las variables el desarrollo de una Visión estratégica con esquemas de negocios innovadores, seguida principalmente por el desarrollo de cuadros técnicos que permitan cambiar el esquema mental de los decisores y por la necesidad de crear incentivos por parte de los organismos oficiales.

La falta de un enfoque sistemático, costos y el *time-to-market* de los proyectos EOR y la idea general de que la recuperación terciaria debería aplicarse solo a campos maduros están frenando un despliegue más importante del EOR.

La conclusión más importante a la que se llega es que para alcanzar la Visión es necesario construir una cultura EOR con un *Management* específico que pueda planificar estratégicamente y que se enfoque en la gestión del conocimiento y el desarrollo de cuadros técnicos.

Junto a la Visión, el punto clave es la evaluación del potencial de los campos de YPF, inicialmente es importante realizar una *Benchmark* con campos análogos para estimar el *Upside* y ver que han realizado en el mundo.

Según estudios de universidades y de consultoras internacionales, la demanda global de energía esta pronosticada en crecimiento a una tasa de 1/3 desde ahora hasta 2035. Como las reservas "fáciles" se están depletando, el foco debería ser puesto en el desarrollo de reservorios complejos y en la optimización de los campos maduros que aún no han alcanzado su límite técnico. Otra fuente de suministro para cubrir la demanda vendrá de las técnicas de EOR aplicadas a los campos existentes.

Según el análisis de diferentes consultoras que recopilan información de campos alrededor del mundo como IHS, el factor actual de recobro para campos de petróleo es aproximadamente del 35%. Esto significa que, al menos, las 2/3 partes del petróleo descubierto se deja en el reservorio, llevando el factor de recobro del 35% al 45%, lo cual debería traer un adicional de un trillón de barriles a un mundo hambriento de energía. Incluso si el precio del petróleo no es elevado, es necesario construir una cultura de EOR.

En la figura 10 se presenta la tendencia global.

Revisando la bibliografía y la literatura especializada se pueden encontrar trabajos en los que se presentan distintas

¿Qué debería hacerse para mejorar la perspectiva de aplicaciones EOR?

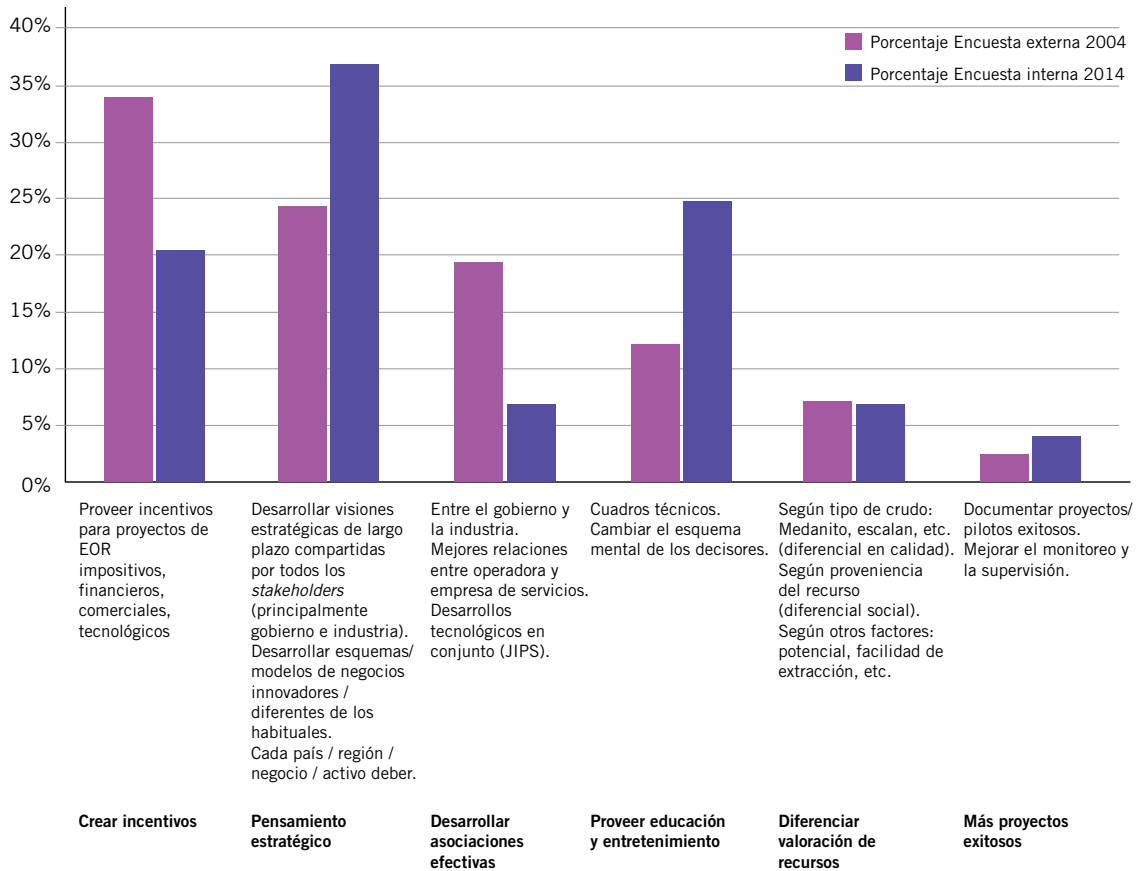


Figura 9. Encuestas externas e internas sobre qué debería hacerse para mejorar la perspectiva en EOR.

distribuciones de factores de recobro global. En las figuras 11 y 12 se muestran dos ejemplos: uno basado en los datos de la consultora IHS® y otro presentado por SOGIC®.

De las figuras se desprende que el promedio global de factor de recobro se mueve alrededor del 35% y que el valor alcanzado depende mucho del grado de complejidad que tienen los reservorios.

En la figura 13 se muestra un ejemplo de distribución para 50 campos de YPF.

Se puede observar que a nivel país se registra un valor promedio en torno al 22%-23%, valor que aún se encuentra lejos del promedio global.

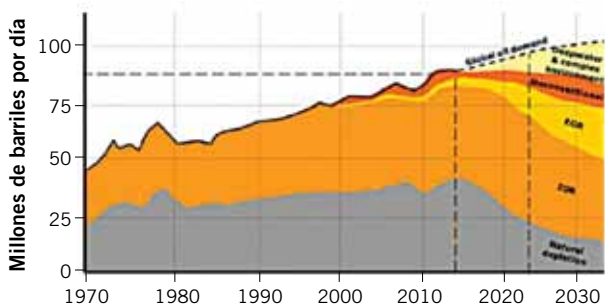


Figura 10. Producción y demanda futura de petróleo (Modificado después de IEA (International Energy Agency, 2014).

Tengamos en cuenta que aumentar en apenas un 1% este rendimiento dentro de las cuencas actualmente activas equivaldría a unos 500 millones de barriles, es decir, cerca de dos años de producción. En resumen, hay aún un importante premio en muchos campos para incrementar el factor de recobro. Esto puede alcanzarse a través de mejores ejecuciones y más efectivas en costos de los desarrollos convencionales aprovechando las mejores prácticas. Asimismo en muchos campos el despliegue de tecnologías IOR-EOR son requeridas para alcanzar más altos factores de recobro sobre el ciclo de vida del campo.

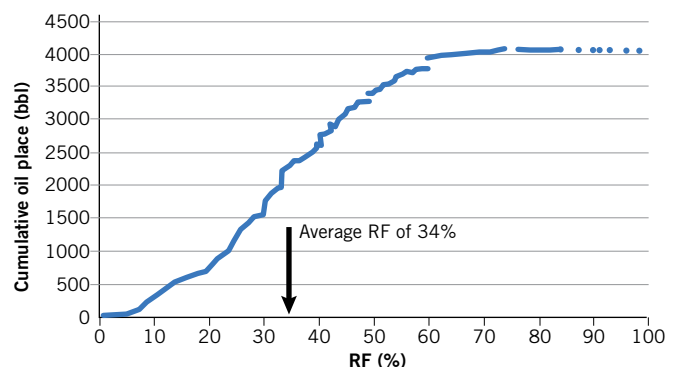


Figura 11. Factor de Recobro Global (IHS Database®).

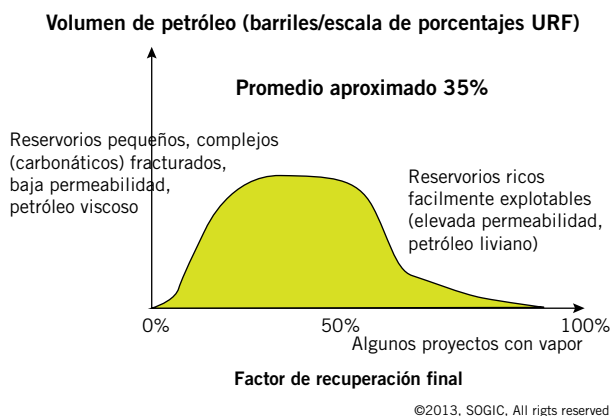


Figura 12. Factor de Recobro Global (Willem Shulte-SOGIC®).

El debate que se desarrolla dentro de YPF y que debería ocurrir en compañías con una importante cantidad de activos es cuál es la relación entre la madurez de un campo y su factor de recobro. En la Argentina solemos hablar de campos maduros y son diversos los aspectos que se deben tener en cuenta para definirlos y además se encuentran ampliamente discutidos en la literatura, pero intuitivamente se los asocia a campos viejos.

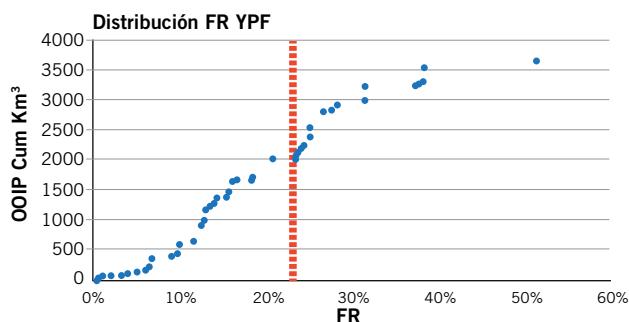


Figura 13. Factor de Recobro País-YPF®.

En la figura 14 se puede observar un análisis realizado por YPF junto a la consultora Wood MacKenzie donde se destaca la relación entre los años de explotación de los 60

principales campos de la Argentina y su factor de recobro.

En base a esto se realizó un análisis detallado de los principales campos de petróleo con el fin de tener un punto de partida en la evaluación del potencial. Para tener un estimado del límite técnico target de cada uno de los campos y sin entrar en el microdetalle del grado de complejidad de los mismos se realizó un *Benchmarking* basado en datos oficiales de CyC reservoirs®. A partir de la información disponible en dicha base de datos (936 Formaciones productivas en el nivel mundial), se evaluaron qué campos eran comparables, por analogía, con los campos operados por YPF. A los fines prácticos la definición del factor de recobro máximo se realizó a nivel cuenca. Se aplicaron dos criterios de selección que tuvieron en cuenta aspectos geológicos y aspectos dinámicos del reservorio.

Aspectos geológicos:

- Se filtró por ambientes sedimentarios que están presentes en nuestras cuencas productivas, como ambientes fluviales, barras y dunas. Eliminamos, por ejemplo, ambientes tipo arrecifes/corales o domos salinos.
- El segundo criterio geológico fue la relación net/gross, para eliminar los grandes reservorios que si bien son del mismo ambiente nada tienen que ver con los que vemos en nuestras cuencas.

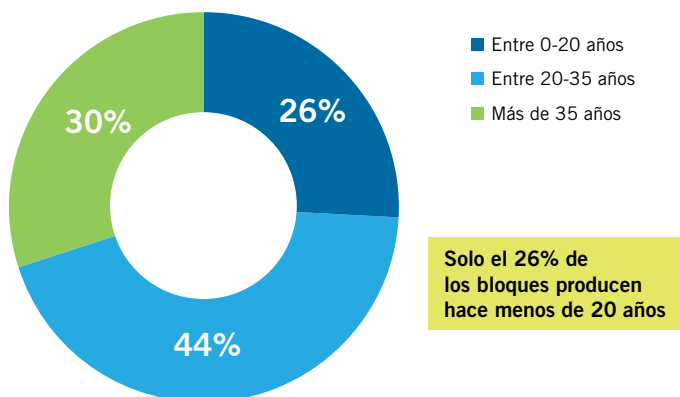
Aspectos dinámicos:

- Mecanismo de drenaje: se eliminaron, por ejemplo, los mecanismos de compresión de roca y se dejaron los que tenemos documentados (Gas en Solución Expansión de Gas Expansión Monofásica Acuíferos Moderados y Acuífero Fuerte).
- Grado API°: entre las propiedades de fluidos, si bien es la más simple también es la que todos los reservorios de la base de datos tenían medida y da una idea de la viscosidad clave para los procesos de terciaria.

De esta manera de las 936 formaciones productivas iniciales quedaron 19 formaciones análogas a la CGSJ, 21 para la Cuyana y 26 para la Neuquina. Para ese set por cuenca se promediaron los factores de recuperación al abandono (Fr al EUR).

Luego de obtener el Límite Técnico target se realizó un análisis para cada región con la idea de estimar el potencial

Años en producción (% de bloques)*



35 años

Promedio de años de producción de los 10 principales yacimientos de petróleo.

20%

Factor de recobro en campos de petróleo de Argentina. Podría elevarse hasta un 35%

Figura 14. Años de producción versus Factor de Recobro (Fuente: Wood MacKenzie, elaboración propia. Basado en los 60 campos principales de Argentina).

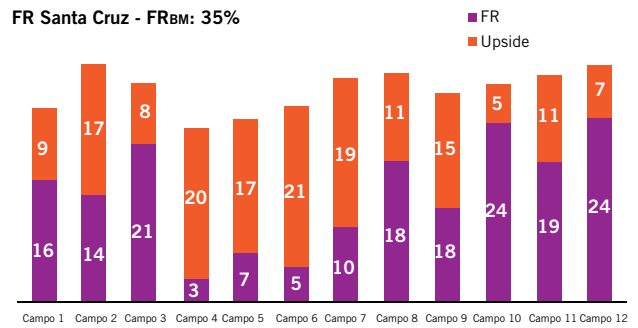
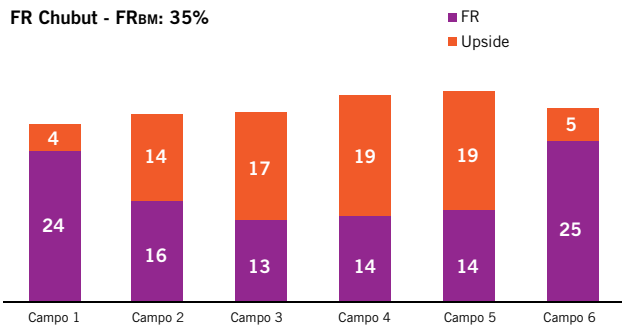


Figura 15. FR actual *versus* Upside, ejemplo Chubut y Santa Cruz.

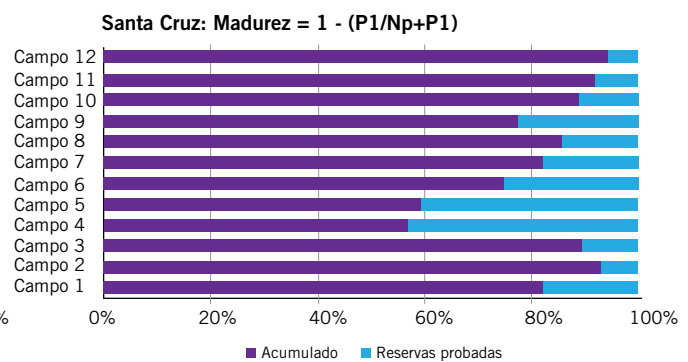
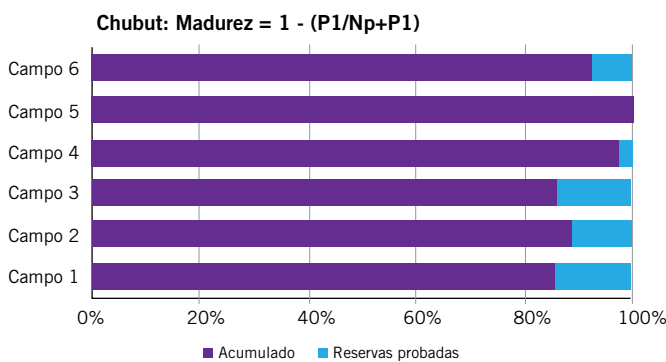


Figura 16. Madurez, ejemplo Chubut y Santa Cruz.

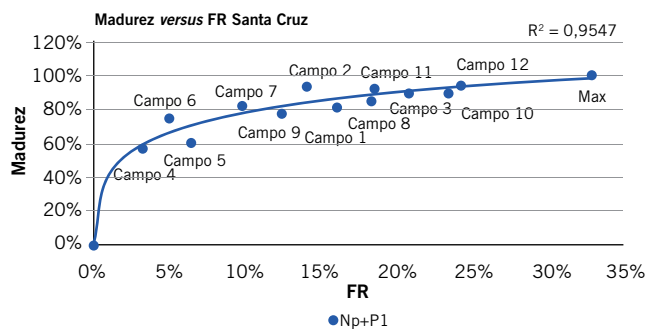
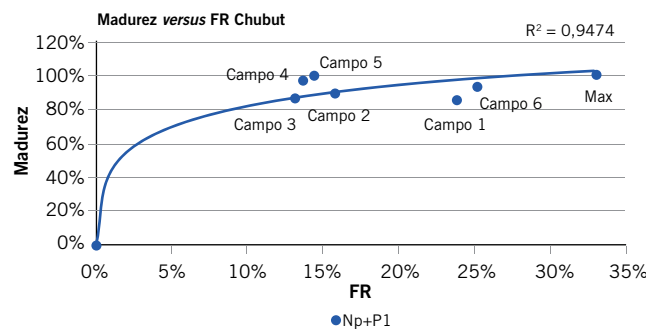


Figura 17. Correlación Madurez-Factor de Recobro, ejemplos Chubut y Santa Cruz.

upside, como ejemplo en la figura 15 se presenta lo obtenido para la Región Chubut y Santa Cruz.

Luego se realizó el cálculo de madurez como la diferencia entre el 100% y las reservas comprobadas (P1) en función del total acumulado, es decir una relación entre todo lo que se tenía de volumen y lo que se consumió de ese volumen. En la figura 16 se presenta un ejemplo para Chubut y Santa Cruz.

Una vez obtenidos los gráficos de madurez, se buscó si existía una correlación entre esta variable y el factor de recobro. En la figura 17 se presenta como ejemplo dicha correlación para Chubut y Santa Cruz.

De los gráficos anteriores se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Existe una correlación entre el factor de recobro y la madurez en volúmenes de los campos.
- La tendencia es hacia un valor aproximado al 35% que

es el estimado como target al hacer el *Benchmarking*.

- Más del 40% de los campos poseen un alto grado de madurez, pero con un factor de recobro menor al promedio.

Es importante destacar que una vez realizado el análisis macro de la situación es necesario abordar el detalle para comprender por qué los bajos factores de recobro. En la literatura y en diversas conferencias se mencionan algunas causas:

- La presión del reservorio ha caído muy por debajo de la presión de burbuja.
- La inyección de agua no es suficiente.
- El diseño de *patterns* no cubre el campo de forma irregular.
- Inyección fuera de zona.
- Geología más compleja que la reflejada en los modelos.
- Fenómenos complejos a escala poral que redundan en

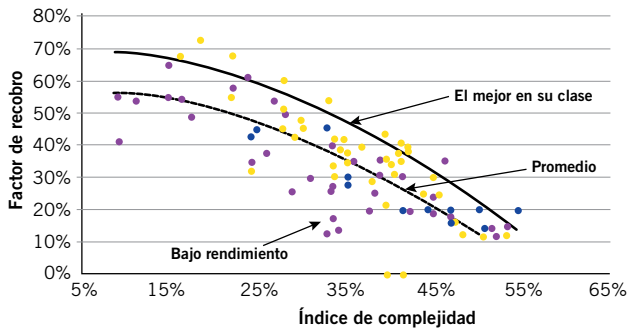


Figura 18. Factor de recobro versus Índice de complejidad (W. Shulte-SOGIC®).

una mayor saturación residual de petróleo.

- Subzonas con mayor viscosidad que generan un bypass de la inyección y no permite barrer todo el petróleo contactable.

Todas estas causas juntos con otras pueden resumirse en un indicador que represente la Complejidad del reservorio, son muchas las compañías que poseen un sistema para la evaluación de dicho índice para luego contrastarlo contra los factores de recobro y así poder tener un banco de análogos.

En la figura 18 se presenta un ejemplo de Willem Shulte-SOGIC®.

Una vez determinado los potenciales remanentes en el nivel de campo, se continúa con la etapa del *screening* para el potencial específico de las tecnologías EOR.

En la figura 19 se presenta un ejemplo realizado para las tres cuencas productivas.

El *screening* específico para cada campo en función de sus propiedades termodinámicas, físico químicas, de fluidos, de reservorios puede realizarse con herramientas analíticas hechas *in house* o bien usar softwares comerciales simples, de reconocimiento en la industria. Es importante tener en cuenta que en los últimos años las tecnologías y los productos químicos han evolucionado y muchas de los obstáculos que frenaban las aplicaciones, como temperatura y dureza del agua, han sido resueltas.

Como etapa final del *screening* tanto con análogos como específicos en procesos EOR, W.Shulte-Sogic® recomienda tomar algunas acciones:

- Realizar una lista de prioridades.
- Dónde mejorar la recuperación secundaria.
- Qué campos son reales candidatos a EOR.
- Qué campos son la joya de la corona.
- Qué piensan los *stakeholders* sobre el portafolio.
- Cuál es el *timing* para EOR y en qué forma.

Según la estrategia definida al inicio, la etapa siguiente es lecciones aprendidas. Esta etapa es clave para una empresa donde, en el pasado, se han realizado esfuerzos para



Figura 19. *Screening* básico tecnologías EOR, Profundidad versus Viscosidad.

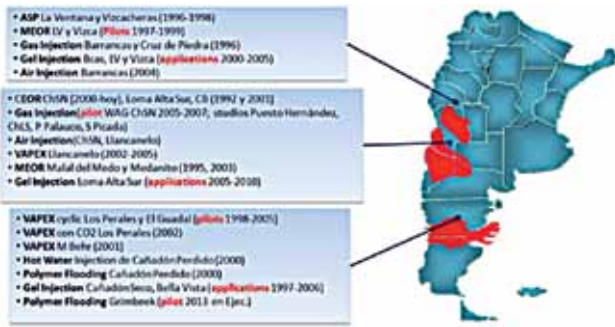


Figura 20. Algo de historia del EOR en YPF.

estudiar los procesos EOR y permite que toda esa actividad desplegada no quede en el olvido.

En el caso de YPF se realizó un taller para capturar lecciones y luego documentarlas. En la figura 20 se observa una parte de la historia de proyectos EOR de YPF que muestra la importancia y la riqueza de capturar todo lo realizado para no empezar de cero cada vez.

Una herramienta que ha ayudado mucho a la trazabilidad de proyectos y a que no se pierdan fue la generación de un *Sharepoint* para que las personas involucradas puedan tener acceso. Como resultado de toda la actividad se destacan algunas acciones:

- Se registraron 46 lecciones aprendidas y se reclasificaron.
- Se logra una visualización integral de lecciones aprendidas por medio de un mapa de red de valor.
- Se cuantificaron las lecciones aprendidas por áreas de conocimientos, áreas de procesos, tecnologías EOR.

El siguiente punto en la estrategia presentada es la gestión y la maduración de proyectos. Como se presentó antes en las encuestas sobre qué limita y qué debería hacerse para un despliegue efectivo de las tecnologías EOR, el punto más importante es un planeamiento estratégico que debe estar asociado a la estrategia de la organización que, como se menciona, tiene entre sus pilares el fortalecimiento del portafolio en calidad y cantidad.

En la clásica cultura del EOR suelen hacerse “estudios” que requieren de mucho tiempo. Ante escenarios de cambios, como sucede en la actualidad, se hace difícil darles continuidad y bajarlos a tierra. La clave para resolver esta dificultad es transformar los estudios en proyectos, para eso en YPF se generó una iniciativa clave de gestión y maduración de proyectos en donde con un trabajo en equipo y promoviendo sinergia se puso el foco en los proyectos EOR.

En la figura 21 se presenta un clásico esquema del camino y *timing* por seguir en un proyecto EOR.

Como se observa, un clásico camino puede llevar un tiempo muy largo con la necesidad de generar una

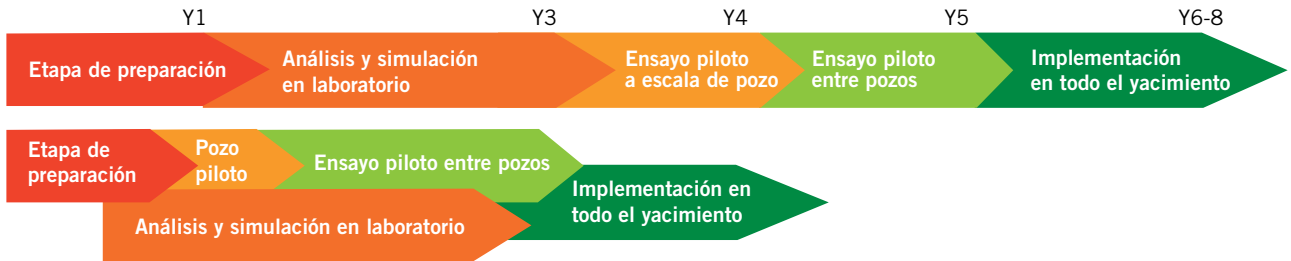
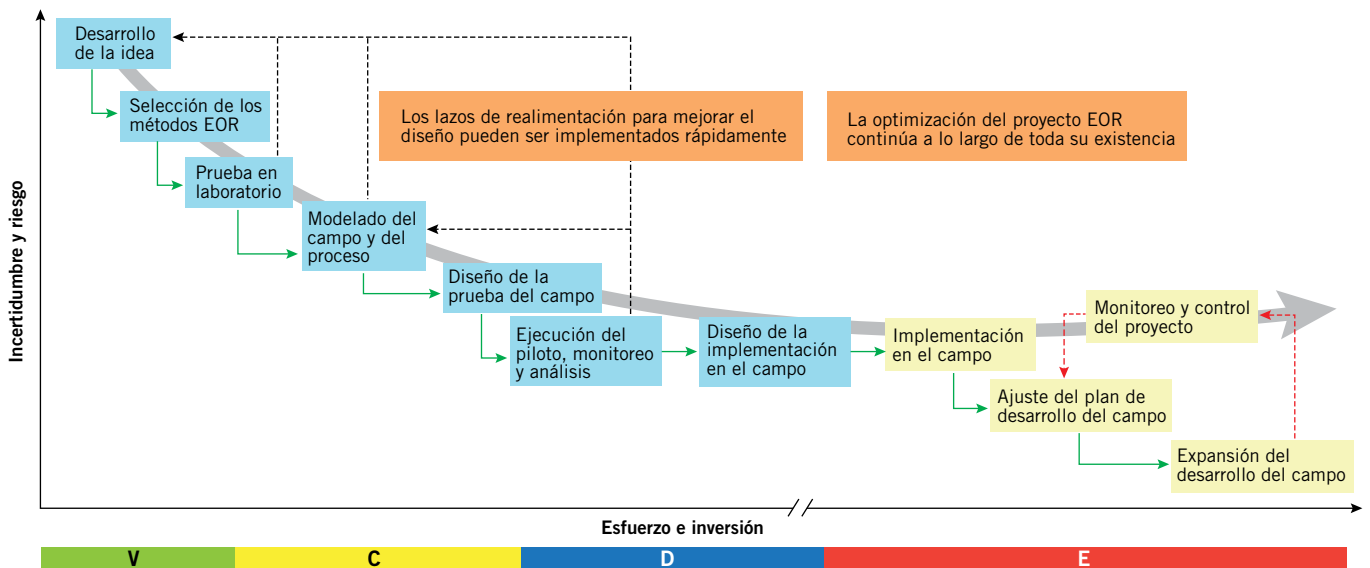


Figura 21. Línea de tiempo proyecto EOR. Alternativa de método secuencial a una aproximación “fast track”, (M. Rotondi et al., ENI SpA).



Objetivo: reducir las incertidumbres asociadas con los yacimientos y el riesgo económico.

Figura 22. Camino crítico en EOR. Riesgo e incertidumbre versus Esfuerzo de inversión.

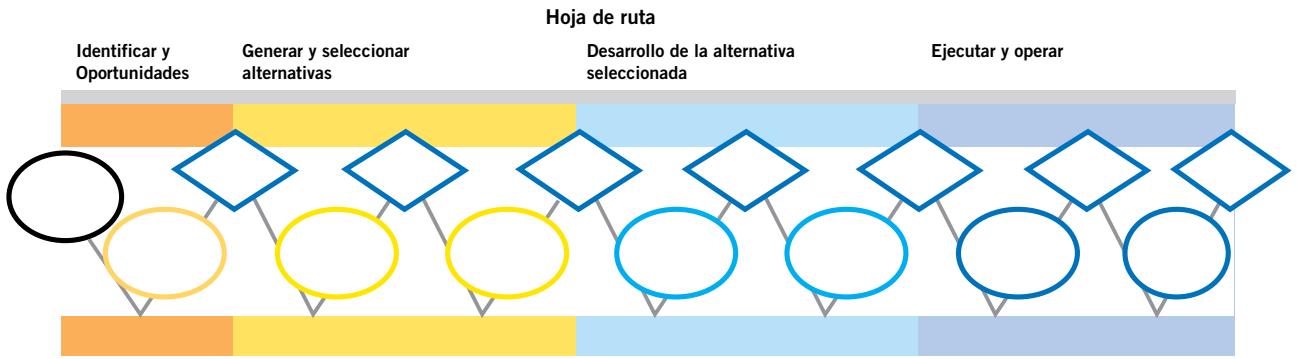


Figura 23. Hoja de Ruta de un proyecto EOR.

aproximación paralela que acorte los tiempos. Ahora la cuestión es cómo lograr esta evolución sin perder calidad ni eficiencia a la hora de gastar dinero, ¿cómo asegurar la correcta maduración o el entendimiento de los riesgos? Para poder resolver todas estas cuestiones una herramienta importante es armar el camino crítico para pasar de una fase de visualización a una fase de ejecución, en la figura 22 se presenta un ejemplo conceptual de esta herramienta.

Esta herramienta es clave para ponerle orden al proceso y para que, al momento de tomar decisiones de inversión, se sepa en qué etapa se encuentra de reducción de incertidumbres. Cada compañía define qué nivel de riesgo asumir en sus proyectos, lo importante es tener claridad.

Una vez armado el camino para cada proyecto, la próxima herramienta propuesta es establecer una HDR (Hoja de Ruta) para un proyecto con las correspondientes HDR para los subproyectos. Esta herramienta de gestión permite ordenar las etapas de un proyecto estableciendo qué deber hacerse en cada una de las fases (Visualización, Conceptualización, Definición, Ejecución y Monitoreo) y quién debe hacerlo. Esto permite optimizar los recursos humanos, el timing, evitar duplicar esfuerzos y gastos ineficientes y poder presentar a los decisores de inversión un panorama completo de un proyecto.

En la figura 23 se presenta un ejemplo conceptual de una HDR.

En el caso de proyectos EOR la propuesta es tener una Visión exploratoria con horizonte de negocios, de esta manera se permite poner el foco 100% en la prueba tecnológica que permita hacer el “derisking” sin saltar al clásico

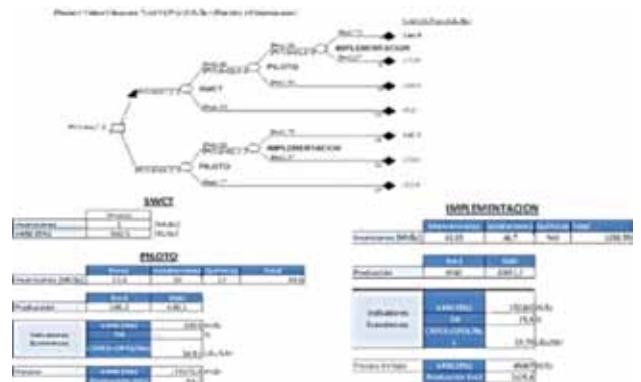


Figura 24. Visión exploratoria con horizonte de negocio en EOR.

modelo de negocios que surge de una simulación numérica con un escenario de masificación.

En la figura 24 se presenta un esquema simple, conceptual y teórico de esta Visión exploratoria.

En la imagen se pueden observar las diferentes etapas de un posible proyecto de EOR, con un enfoque exploratorio se tienen en este caso dos ramas, una donde se evalúa la realización de un piloto, para luego definir su posible expansión o masificación y; otra rama en donde, previo al piloto, se plantea la realización de un ensayo a nivel de pozo (SWT: Single Well Test). La clave de este enfoque es ganar de una manera objetiva y con mucho soporte las posibilidades de éxito y fracaso de cada rama.

En un enfoque clásico se evaluaría la rama de un piloto asociada al caso de negocios con la implementación para mostrar a la alta dirección cuál es la promesa de va-

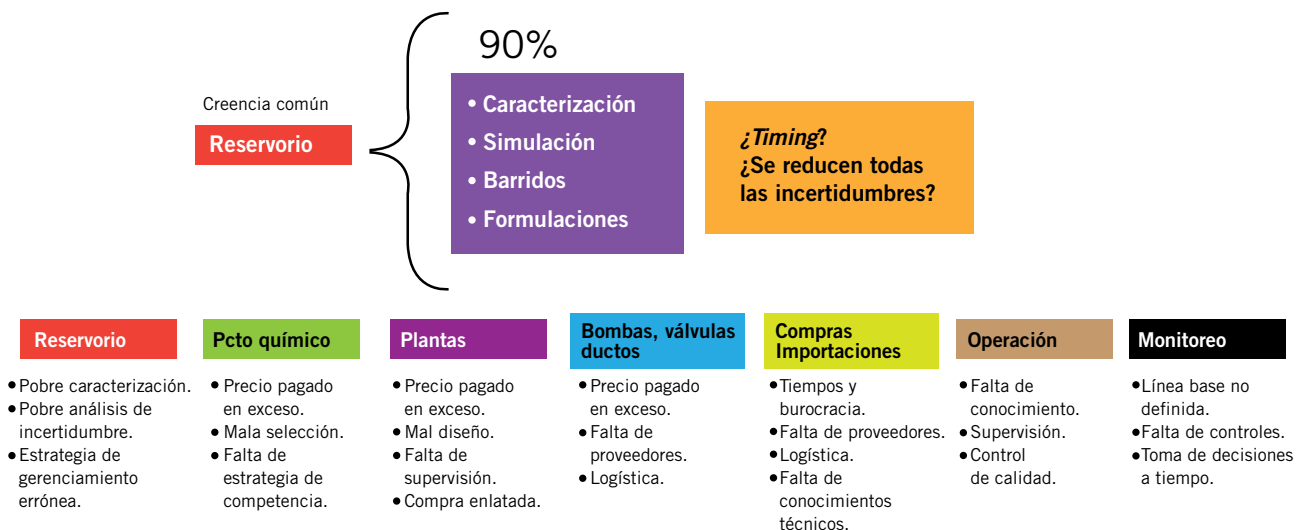


Figura 25. Riesgos que pueden aportar al “no éxito” de un proyecto EOR.

lor y el nivel de inversiones necesarios. La cuestión que se da en este enfoque es la misma que se da con un pozo exploratorio o de avanzada. Sin conocer aún el resultado de los mismos, ¿cuál es la certeza de que el caso de negocios presentado sobre la implementación masiva es el que es? Al observar la figura 21 se pueden ver los indicadores principales de cada una de las fases del proyecto. De esta manera queda claro que es lo que hay que invertir en cada una de las etapas que no siempre puede ser la rentabilidad, como en el caso de un SWT, así mismo este tipo de enfoque permite mostrar, por ejemplo, que un piloto de prueba en sí mismo puede tener un VAN negativo, pero si fracasa el VAN puede ser mucho más desfavorable. Esto permite entender la importancia a la hora de ejecutar un piloto y la necesidad del compromiso sobre todo de las operaciones para garantizar una ejecución y un monitoreo efectivos.

Un punto que consideramos de extrema importancia es entender qué puede hacer fracasar un Proyecto EOR. Son muchas las posibles variables y no suelen encontrarse en la literatura casos que presenten los fracasos. Para resolverlo, dentro de la estrategia es clave dejar muy bien remarcado la necesidad de un enfoque multidisciplinario y qué aspectos de cada especialidad puede llevar al fracaso un proyecto EOR.

En la figura 25 se presenta un esquema que trata de poner luz a lo mencionado.

En la parte superior, se observa que la creencia común es que el reservorio es el punto más importante, con lo cual el mayor tiempo se consume en caracterizar, modelar, hacer ensayos de laboratorio y formulaciones químicas. En la parte superior se detallan distintas causas para diferentes aspectos dentro de un proyecto EOR. Como ejemplo podemos pasarnos muchos años caracterizando, modelando y formulando pero luego compramos enlatado a un precio excesivo, no diseñamos de manera óptima las instalaciones para evitar la degradación de los productos y no monitoreamos correctamente, en consecuencia el proyecto no es lo que habíamos planeado. Lo más importante es que si no tenemos en cuenta todo el resto, quedara en la historia que un proyecto no fue exitoso debido al reservorio.

Willem Shulte de SOGIC® recomienda poner el foco en el “De-Resking” durante toda la vida del proyecto, entre varias acciones destaca:

- Desde el día 1: tomar datos.
- En la Prueba piloto, madurar la tecnología tanto en el subsuelo como en la superficie.
- En el Plan de desarrollo: opciones de inyección, diseño de pozos, alternativas de instalaciones, implementar de a fases.



Figura 26. Esquema TECOP para proyectos EOR, (basado en W. Shulte-SOGIC®).



RRHH y Gestión del Conocimiento

- Planificación de roles y responsabilidades en cada proyecto.
- Plan de formación de competencias técnicas.
- Red de expertos para validar calidad de proyectos EOR.
- Participación en jornadas, *workshops* internos y externos para compartir experiencias.
- Talleres de lecciones aprendidas.
- Cursos y talleres de EOR con expertos para el staff técnico.
- *SharePoint* para resguardo de la historia, compartir experiencias y trazabilidad.
- Familia EOR en comunidades de reservorios.
- Intercambios con centros tecnológicos y de conocimiento.

Figura 27. Acciones dentro de la Gestión de RRHH y del Conocimiento.

- En la ejecución: monitoreo y control.
- Parte del *De-Risking* es tomar las decisiones correctas en el momento correcto: muchos decisores no tienen experiencia en EOR.
- El *De-Risking* es un proceso TECOP:
 - * Técnico: donde usualmente se pasa más tiempo.
 - * Económico: elección de opción de valor.
 - * Comercial: contratos adecuados, socios estratégicos.
 - * Organización: transferencia de conocimiento a nuevos técnicos.
 - * Político/Social: involucrarse con el principal *stakeholder*.

En la figura 26, se presenta un esquema del proceso TECOP con mayor detalle y representa los principales puntos en donde es necesario poner el foco.

De-Risking no es realizar una matriz de riesgos solamente, sino que es seguir las acciones identificadas de esa lista inicial y subsecuente y no replantear los riesgos a medida que el proyecto va madurando en el tiempo. Especialmente para el EOR, es esencial tener suficiente recopilación de datos en la fase de operación para poder capturar en qué parte del proceso nos estamos desviando de las expectativas. Lo importante es comprender que poseer datos es solo la mitad de la historia, se debería saber cómo reaccionar puesto que en el proceso de *De-Risking* no solo hay que relevar los riesgos, sino identificar formas de reaccionar ante dichos riesgos.

Dentro de la Estrategia específica de EOR una de los pilares es el foco en los recursos humanos así como en la Gestión del conocimiento para poder garantizar los recursos necesarios con las competencias necesarias para asegurar la calidad de los proyectos.

En el caso de YPF asumimos que sin estas gestiones específicas, la falta de recursos humanos y de competencias específicas puede transformarse en un riesgo importante dentro de los proyectos de EOR.

Muchos proyectos en el mundo han fracasado o han tenido que vencer muchos obstáculos por la falta de planificación de los recursos humanos necesarios y sin competencias específicas. En YPF en donde se pone mucho esfuerzo en el trabajo transversal, una decisión importante fue crear la figura del líder de proyecto EOR, una figura clave a la hora de centralizar, coordinar y planificar. En cada

una de las fases de maduración de un proyecto es necesario que haya un líder que puede ser el mismo en todas las etapas o para cada una de ellas, pero nunca puede faltar.

En la figura 27 se resumen las principales acciones llevadas a cabo en la Gestión de RRHH y del Conocimiento.

El siguiente punto dentro de la estrategia elaborada es el del desarrollo de socios estratégicos, de *stakeholders*.

Una de las lecciones capturadas en el proceso de revisión histórica es la falta de compromiso, la falta de contratos clave y una Visión compartida con aquellos interesados en participar del proyecto. Muchas veces se debe a la falta de RRHH específicos, pocas personas haciendo muchas cosas o bien de un líder que tenga la Visión general.

Como se mencionó, el éxito de una prueba tecnológica novedosa se puede alcanzar si se logra una dinámica de trabajo en equipo, con sinergia y compromiso; esto es algo que deben entender los decisores. El camino más simple cuando no se tienen muchos recursos humanos y una estructura que ponga foco en Investigación y Desarrollo (I+D) es recurrir a soluciones enlatadas. Este tipo de soluciones suelen elevar los costos, muchas veces son universales y no generan el compromiso de quien brinda el servicio en donde venden, cobran y se van.

En la Gestión de Socios Estratégicos en YPF se ha desarrollado una dinámica para generar Valor compartido, un proceso que busca desplegar negociaciones “Win-Win” tratando de entender inicialmente que busca cada parte y que puede dar cada parte.

Dentro de las acciones realizadas se pueden destacar:

- Relevamiento de empresas y desarrollo de productos químicos.
- Modelos de negocios para contexto de precios bajos.
- Alineamiento estratégico con Y-TEC.
- Contratos marcos con centros de tecnología y conocimiento.
- Alineamiento de recursos y socios internos.
- Reuniones previas a una compulsa para generar una Visión compartida.
- Visión exploratoria conjunta.

En la figura 28 se puede observar un esquema con un mapa de posibles *stakeholders*.

Lo importante es que dentro de la Gestión ocurra el debate de quiénes son los *stakeholders* o socios estratégicos clave.

El último punto de la estrategia es la sustentabilidad que, además de ser una de las patas de la mesa, es el ADN de esta nueva estrategia, ya que la clave del éxito y la continuidad de los proyectos EOR es que sean sostenibles en el tiempo y en todos los contextos posibles.

Debido a que históricamente los proyectos especiales, específicamente los de EOR, por su propia naturaleza han sido dependientes de diversas variables, como precio del petróleo, esquema mental de toma de decisiones, falta de un plan de gerenciamiento de reservorios, desconocimiento técnico y del mercado químico y falta de planificación es importante tener diferentes estrategias y tácticas para hacer que los proyectos de EOR sean sustentables.

En la figura 29 se presenta un resumen con algunas de las acciones llevadas a cabo para garantizar la sustentabilidad.

Uno de los puntos críticos y más discutidos sobre la sustentabilidad de los proyectos EOR es el de los costos. “Son proyectos raros y caros” es lo que más se menciona en las organizaciones.

Como bien lo resume M. Rottoni *et al.* de ENI spA, los proyectos EOR están fuertemente influenciados por la economía y los precios del petróleo a mediano y largo plazo. Para entender mejor el futuro del EOR es crucial mirar hacia atrás durante los ochenta y los noventa, cuando el precio de petróleo cayó por debajo de los USD15. Los proyectos EOR experimentaron un enorme crecimiento al final de los años setenta mostrando una muy baja correlación entre el inicio de nuevos proyectos y el precio de petróleo.

Cuando en 1986 el precio del crudo tocó los 12 USD/barril muchas compañías pararon las inversiones en EOR y el número de proyectos en principio disminuyó bruscamente. Sin embargo, y a pesar de este escenario, se observó mayor producción de petróleo por EOR. Esta producción provino de un número de proyectos más pequeños pero más robustos que fueron expandidos en fases. El precio

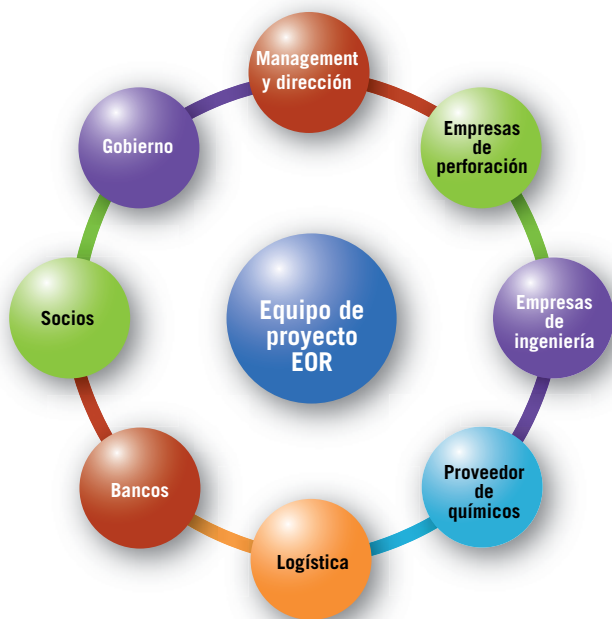


Figura 28. Ejemplo de mapa de stakeholders.

Sustentabilidad

- Planificación de los proyectos.
- Foco en el Costo de Desarrollo y *Lifting Cost* de los proyectos.
- Negociaciones Claves.
- Alianzas Estratégicas.
- Iniciativas Estratégicas para servicios y productos: Producción de químicos *in house*, monitoreo de vanguardia.
- Búsqueda de socios estratégicos con roles definidos y alineados.
- Contratos marcos con laboratorios y universidades para garantizar la continuidad de los estudios.
- Estandarización y Centralización de las acciones de incorporación de actores para evitar “ventas múltiples”.
- Negociaciones claves para alinear a los proveedores en la coyuntura de precios de petróleo bajo, conseguir acompañamiento en etapa de piloto exploratorio.
- Planificar la estrategia de los proyectos, jerarquizar las decisiones y construir un árbol de decisiones que muestre las alternativas del proyecto a lo largo de su ciclo de vida.

Figura 29. Acciones para generar sustentabilidad.

bajo del petróleo había disparado una especie de “selección natural”, por lo cual las técnicas EOR más efectivas y eficientes continuaron floreciendo mientras que el resto fueron retenidas para un mayor desarrollo adicional de la tecnología.

“This production was coming from a smaller, but more robust, number of projects, which were eventually expanded. The low oil price had triggered a sort of “natural selection”.

A mediados de 2000, el precio del crudo y subsecuentemente la actividad EOR comenzaron a crecer nuevamente. De allí en adelante la producción por EOR continuará creciendo o tenderá a estabilizarse según la habilidad de las compañías y los centros de investigación en proveer métodos y técnicas que permitan mantener los costos en línea con el precio del petróleo.

En el contexto mundial de demanda de energía y la dificultad de encontrar petróleo en zonas sencillas, el paradigma está obligando a cambiar hacia un modelo como el propuesto en donde es posible seguir avanzando en la planificación y la maduración de los proyectos para que, si el panorama cambia y se vuelve nuevamente favorable, estaremos listos sin necesidad de empezar de cero. Por eso es clave poner los mayores esfuerzos en garantizar la sustentabilidad de los proyectos.

Un entorno de colaboración en el ámbito del I+D entre operadores, universidades, compañías de servicio y gobiernos debería promover el entendimiento de los mecanismos EOR, garantizar una transferencia agresiva de tecnología entre todos los actores y evitar fallas costosas.

Conclusiones

Como consecuencia del despliegue de esta estrategia en los últimos dos años se ha podido robustecer el modelo clásico que habían generado estudios de muy alta calidad, de los cuales se pudieron relevar las lecciones aprendidas, evitar duplicar estudios empezando de cero, transformar

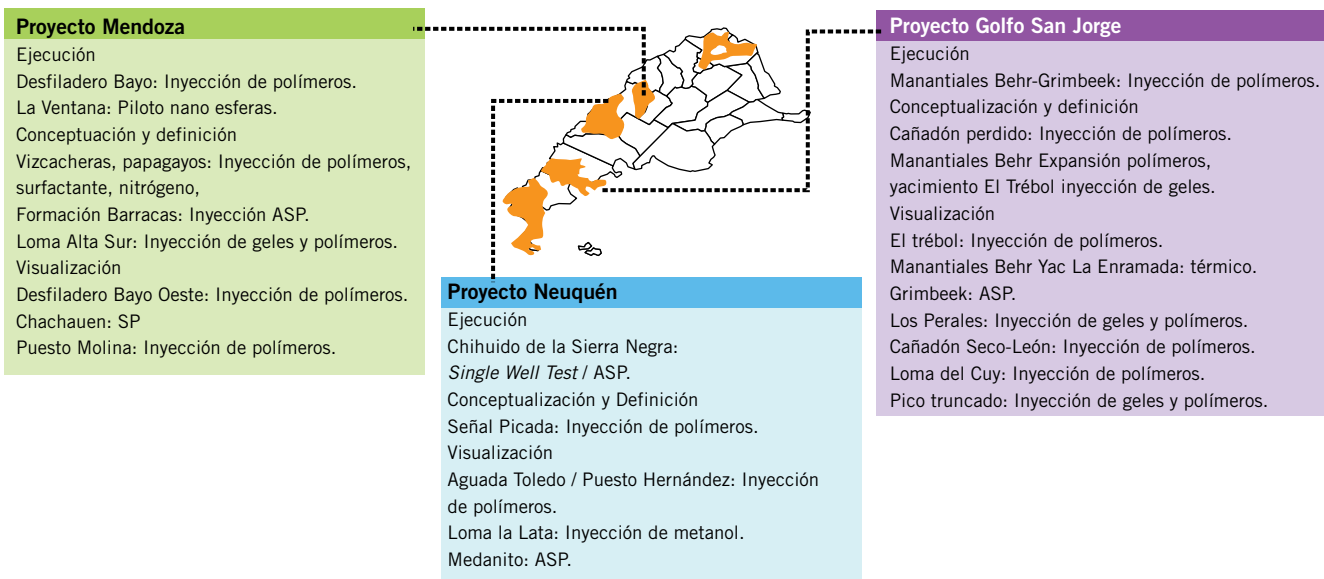


Figura 30. Principales proyectos EOR-YPF.

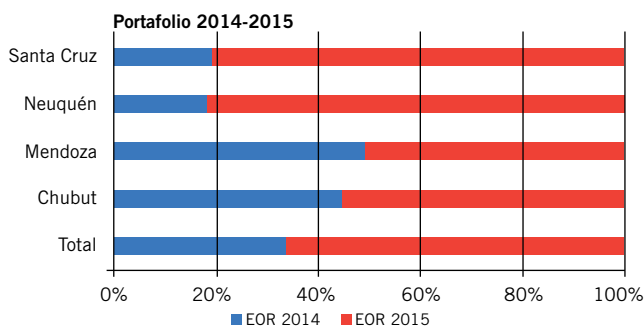


Figura 31. Crecimiento del portafolio EOR.

esos estudios en proyectos y, principalmente, generar una cultura EOR.

En la figura 30 pueden verse algunos de los proyectos en distintas fases de madurez y aquellos que han logrado aterrizar y que se encuentran en el inicio de la prueba piloto con muy buenas expectativas.

Como consecuencia de la estrategia específica asociada a la estrategia corporativa en los últimos dos años hemos duplicado el portafolio como se muestra en la figura 31.

Recomendaciones

Durante este período, los desafíos más importantes fueron lograr plasmar los proyectos que estaban encaminados, establecer una cultura donde el EOR pase a ser una etapa dentro del ciclo de vida de un campo, comenzar a visualizar los proyectos e iniciar el camino del desarrollo de competencias técnicas en los equipos de trabajo.

El desafío principal que tenemos por delante es garantizar la sustentabilidad de los proyectos en el contexto actual de precio de petróleo bajo generando nuevos modelos de negocios e incorporando fuertemente en el ADN de YPF el concepto de prueba exploratoria de tecnología, con horizonte de negocio. Por último un concepto que define el espíritu de lo que intentamos con el EOR en YPF:

La virtud, como el arte, se consagra constantemente a lo que es difícil de hacer, y cuanto más dura es la tarea más brillante es el éxito.

Aristóteles

Bibliografía

“EOR Resources Continue to Unlock Oil Resources”, Oil & Gas Journal, April 12, 2004.

“Global Oil Reserves-Recovery Factors Leave Vast Target for EOR Technologies”, Ivan Sandrea (StatoilHydro) y Rafael Sandrea (IPC), Oil & Gas Journal, 2007.

Brashear J. P., A. Becker., K. Biglarbigi, y R. M. Ray, “Incentives, Technology, and EOR: Potential.

Darhim, N., I. Nassar, N. Salah, M. Mamdouh, I. Merghany, A. Hassan, M. Sobhy, M. Gamil, M. Nabil, “A Road Map For Integrating a Giant Field: Case Study, SPE 164717, 2013.

Wu W., A. Vaskas., M. Delshad, G. A. Pope y K. Sepehmooiri, “Design and Optimization of Low-Cost Chemical Flooding”, SPE/DOE 35355.

EOR Management, W. M. Shulte, SOGIC®, abril 2014. for Increased Oil Recovery at Lower Oil Prices”, SPE JPT, Feb. 1989, 164-170.

IEA, “Resources to Reserves”, 2013.

IEA, “World Energy Investment”, 2014.

IEA, “World Energy Outlook”, 2012.

Rotondi M., A. Lamberti, F. Masserano y K. Mogensen, “Building an Enhanced Oil Recovery Culture to Maximise Asset Values”, eni SpA, SPE-174694-MS.

Schulte W. M., “Challenges and Strategy for Increased Oil Recovery”, Shell Intl. E&P IPTC 10146.

Taber J. J, F. D. Martin y R. S. Seright, “EOR Screening Criteria Revised: Part-2 Application and Impact of Oil Price”, Taber J.J, Martin F.D., Seright R.S., SPE39234, SPERE, 200-205, 1997.

Worldwide EOR Activity In The Low Price Environment, G. J. Stosur, Program Manager, EOR, Research, U.S. Department of Energy, Proceedings of the 14th World Petroleum Congress, 1994.