

Yacimiento Ramos

Modalidad de desarrollo de un proyecto de compresión

Por **Ing. Guillermo Boullosa**,
Pluspetrol S.A.

Durante las Primeras Jornadas de Compresión de Gas Natural que tuvieron lugar en Tartagal del 12 al 14 de noviembre pasado, se expuso el trabajo “Proyecto de Compresión. Yacimiento Ramos - Pluspetrol Energy S.A.”. La comisión organizadora de estas jornadas seleccionó dicho trabajo para ser publicado en esta edición de *Petrotecnia*.

En él se muestra la modalidad de desarrollo de un proyecto de compresión orientado a la aceleración de la producción y explotación de reservas en un yacimiento de gas y condensado maduro. Se presentan las principales variables analizadas, la problemática de su desarrollo, la modalidad de trabajo adoptada y algunos resultados que ilustran las soluciones encontradas.

Ramos es un yacimiento de gas y condensado que produce desde las formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa; el 95% de la producción es aportado por la primera de las formaciones nombradas. Se trata de un yacimiento fisurado de doble porosidad que actualmente posee la mitad de la presión estática original. Hoy cuenta con 14 pozos productores que sostienen un caudal de 9,5 MMScmd (millones de metros cúbicos estándar por día), y se observa una declinación mensual del orden de los 120 MScmd.

Las instalaciones de tratamiento están compuestas por cuatro trenes de proceso tipo LTS que acondicionan el punto de rocío del gas y la TVR del condensado; la capacidad total de proceso es de 11 MMScmd a una presión de diseño de 80 kg/cm².

El sistema de captación vincula a los pozos más cercanos directamente con la planta de tratamiento, mientras que los pozos más alejados son colectados en una estación de separación primaria (ESP) que, a través de una separación trifásica en alta presión, permite conducir la producción hasta la planta de tratamiento.

Las instalaciones de proceso y las líneas de conducción están dispuestas a lo largo del filo de las serranías de San Antonio a 1000 metros sobre el nivel del mar.

Frente a la situación de declinación de caudal y la necesidad de continuar con el desarrollo del campo, se plantea una importante decisión estratégica y de gerenciamiento: establecer el grado y profundidad de análisis con que será tratado el proyecto a fin de encontrar una solución satisfactoria desde el punto de vista del negocio, las estrategias de las compañías que componen el consorcio, los estándares medio ambientales, de seguridad, operativos y de mantenimiento de la operadora, y las expectativas de las partes involucradas. Las alternativas que surgen en consecuencia son:

- Iniciar la instalación de potencia para satisfacer las necesidades comerciales del corto plazo y reversionar anualmente los futuros requerimientos.
- Realizar un estudio global del proyecto en el que se ponderen todos los intereses nombrados, con el objeto de

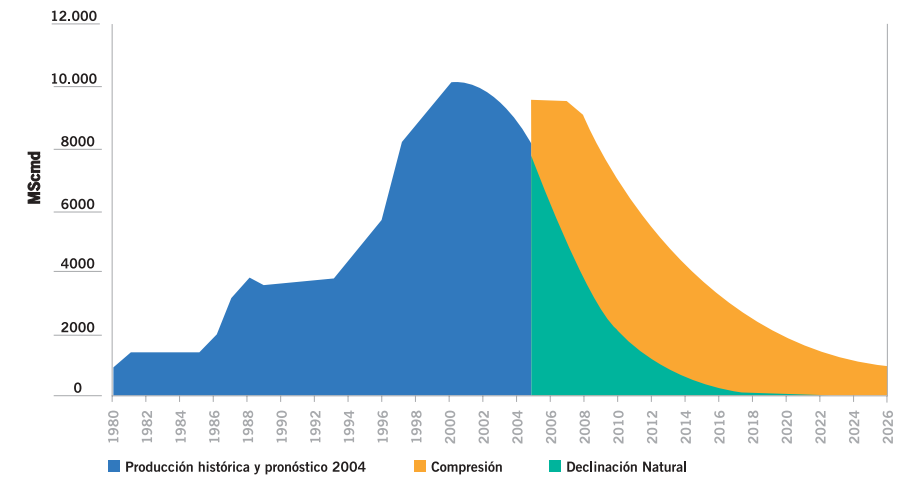


Figura 1.

establecer una estrategia y un plan de desarrollo hasta finalizar la explotación del área.

Pluspetrol Energy optó por esta última alternativa dado que los montos de las inversiones en juego, los impactos de las obras en los puntos de interés citados, las pérdidas potenciales de beneficios por errores o falta de previsibilidad pueden comprometer seriamente la rentabilidad global del proyecto.

Objetivo del proyecto y etapas

El objetivo del proyecto de compresión es determinar el plan de explotación y desarrollo óptimo para el yacimiento, para maximizar los resultados económicos, cumpliendo con los estándares de producción de la compañía. Se ha determinado lograr esta meta incorporando potencia de compresión entre los pozos productores y la planta de tratamiento.

En la figura 1 se presenta un gráfico de producción histórica y el pronóstico para los próximos 25 años donde se visualiza conceptualmente el

efecto esperado del proyecto.

Para el desarrollo se establecieron las siguientes etapas de proyecto:

- Análisis conceptual
- Lineamientos de ingeniería básica y estudios de impacto ambiental
- Construcción y montaje de instalaciones
- Puesta en marcha – Operación y mantenimiento.

Análisis conceptual

Existen múltiples variables que pertenecen a distintas especialidades como la Ingeniería de reservorio, Ingeniería de producción, Procesos, Comercialización, Contratos, etc. y deben ser analizadas a fin de determinar cuál es la solución óptima del proyecto. El estudio de cada una de ellas debe hacerse considerando el impacto en los aspectos más relevantes del proyecto. Además deben tenerse en consideración varios factores o condicionantes económicos, medioambientales, contractuales y comerciales.

A continuación se listan las principales variables identificadas en el desarrollo particular del proyecto para el yacimiento Ramos (figura 2), las que correctamente ponderadas permiten delinear una solución adecuada a los múltiples intereses de las partes involucradas.

Otro aspecto muy importante que debe ser considerado en un análisis de esta naturaleza es el de los riesgos, es decir, las bases del estudio que pueden ser susceptibles de variaciones notorias a lo largo de la vida del proyecto, como por ejemplo:

Variables conceptuales del proyecto

- Perfil de producción (caudal) de gas en el tiempo
- Reemplazo de instalaciones de subsuperficie
- Esquemas de *facilities*
- Tipo de moto compresores
- Faseo de líneas de conducción
- “Plateau” de producción
- Número de pozos de desarrollo
- Presión límite de explotación
- Porcentaje de compra/renta de equipos

Figura 2.

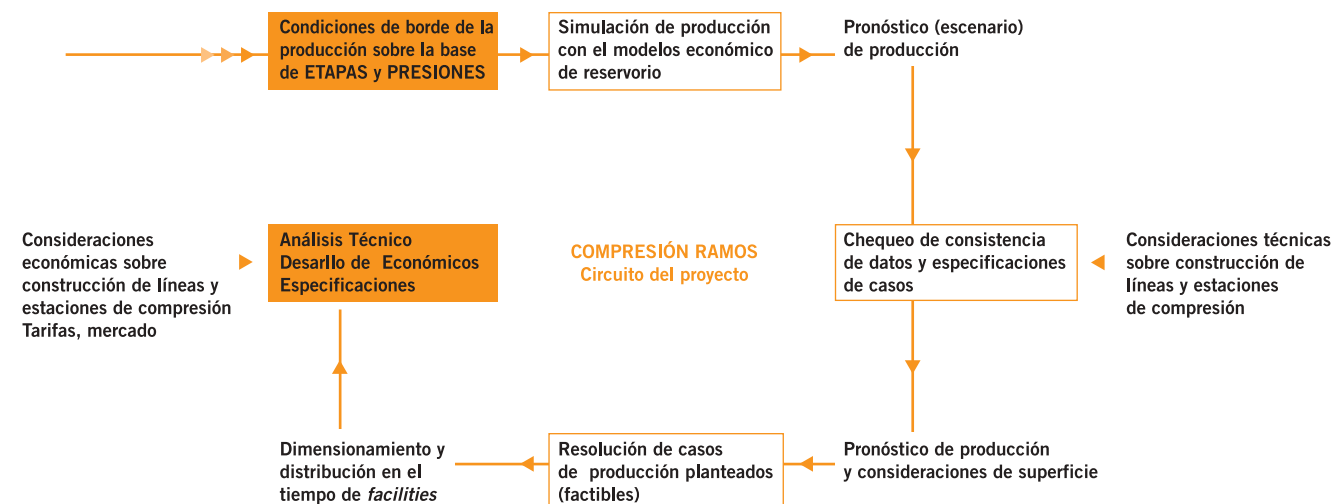


Figura 3. Modalidad de resolución de casos

- desviaciones en el pronóstico de producción de gas y condensados;
- incremento en el régimen de explotación de agua de producción asociada;
- evolución de la economía.

Antes de iniciar el estudio de las variables citadas, es necesario establecer el método de estudio que garantizará la participación de todas las especialidades que necesariamente deben aportar su visión y análisis. A tal fin se estableció un circuito de “resolución del caso” tal como se muestra figura 3, donde se pueden observar los pasos que hay que seguir desde la simulación de producción, en el ámbito de la ingeniería de reservorios, hasta la evaluación económica del caso planteado.

Para resolver cada variable se requiere transitar este circuito tantas veces como número de valores o alternativas haya que explorar dentro del rango seleccionado.

Resolución cronológica de variables conceptuales

Se presentan a continuación el estudio y las razones que impulsaron el análisis de cada variable conceptual del proyecto, en el orden cronológico en que fueron identificadas y tratadas.

Distribución de facilities

El primer aspecto evaluado consistió en optar entre un esquema de compresión distribuido en cada pozo

productor, es decir, instalar potencia en cada locación de pozo, o establecer “centros” de compresión que manejen la producción de grupos o conjuntos de pozos.

Se estudiaron varios casos representativos de estas alternativas, y se optó por un esquema de compresión centralizada dado que, a pesar del reemplazo de líneas de conducción asociado para manejar la producción a baja presión entre los compresores y los pozos, se distinguen las siguientes ventajas:

- Mejor disponibilidad del sistema de compresión en su conjunto.
- Menores costos de inversión globales debido a un menor costo de

instalación por HP.

- Menores costos de operación y mantenimiento, dada la menor cantidad de equipos y la localización de los mismos.
- No se agregan nuevos sitios operativos.
- Mejor aprovechamiento de la potencia *stand by*.

Reemplazo de las instalaciones de sub-superficie

Como resultado de los primeros casos resueltos se puso en evidencia la magnitud de las inversiones, lo cual motivó la necesidad de optimizar el rendimiento de los HP necesarios para

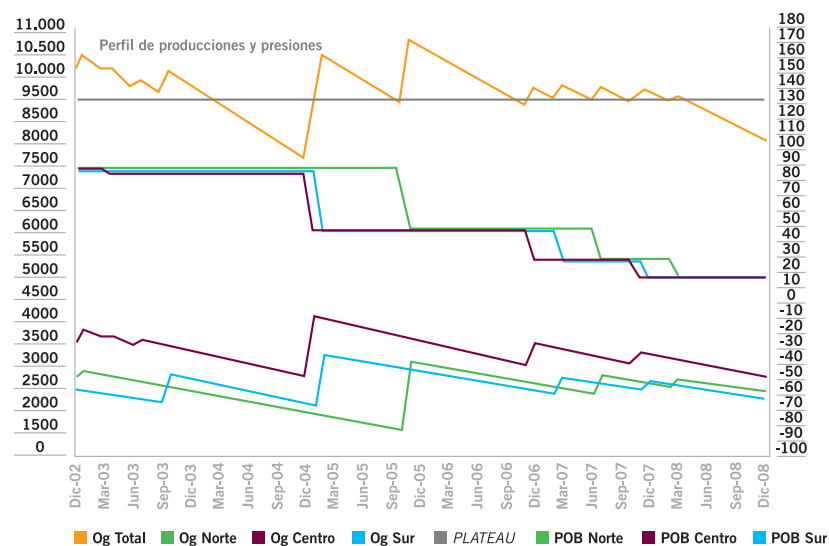


Figura 4. Perfil de producción y fases del proyecto

mantener la producción del yacimiento en los valores estipulados.

En este sentido surgió una excelente oportunidad en el reemplazo de los *tubings* de producción de los pozos. Se desarrolló un análisis individual por pozo donde se contrastó el costo actualizado del *WorkOver* para el reemplazo de *tubings* y el ahorro de HP instalados, operados y mantenidos respecto de la opción de conservar la configuración actual de pozo.

Como resultado se obtuvo un plan de intervenciones de pozos con los diámetros más convenientes de *tubings* a instalar, considerando en el análisis las limitaciones mecánicas particulares de cada pozo productor.

Incorporación gradual de potencia

Bajo la misma línea de acción de encontrar la mejor manera de manejar los montos de inversión del proyecto, se identificó la necesidad de adoptar para la resolución de futuros casos una metodología de incorporación “gradual” de la potencia, que pueda ser efectivamente llevada a la práctica en función de las instalaciones existentes y las particularidades del yacimiento.

Esta premisa se logró estableciendo básicamente dos parámetros:

El bloque de pozos: se dividió el yacimiento en tres conjuntos o grupos de pozos, cuyo régimen de explotación puede ser manejado independientemente de los otros bloques para cumplir con el objetivo de producción global del yacimiento.

Los niveles de presión: son las presiones de boca de pozo promedio de un bloque, establecidas a fin de sostener la producción del yacimiento, sistematizar los descensos de presión en los pozos y garantizar que sean alcanzables con relaciones de compresión balanceadas entre las etapas de los compresores.

Para ilustrar este punto se muestra a continuación el resultado de una simulación de reservorios con la evolución de cada bloque de pozos en presión y caudal que surge de aplicar estos conceptos figura 4:

Optimización de la potencia y resolución de la red de captación

Un tercer criterio alineado con la necesidad de optimizar la potencia a instalar fue establecer una clara meto-

dología de trabajo y un análisis aplicables a cada caso para garantizar que la red de captación resuelta sea la más apropiada para el manejo de la producción multifásica y que, a su vez, represente la mínima inversión del conjunto de líneas y potencia en las estaciones de compresión.

En la exploración de esta metodología se encontró la fuerte dependencia entre el apartamiento del óptimo resultado económico global del pro-

yecto, los errores, en defecto, en el cálculo de las líneas de conducción y el impacto prácticamente despreciable de un error, en exceso, de la capacidad de transporte. Esto se debe, fundamentalmente, a que para lograr sostener el mismo régimen de producción en un caso cuyo sistema de captación posee pérdidas excesivas de carga, la potencia adicional requerida es mucho más cara que el ahorro de instalación en el sistema de captación.

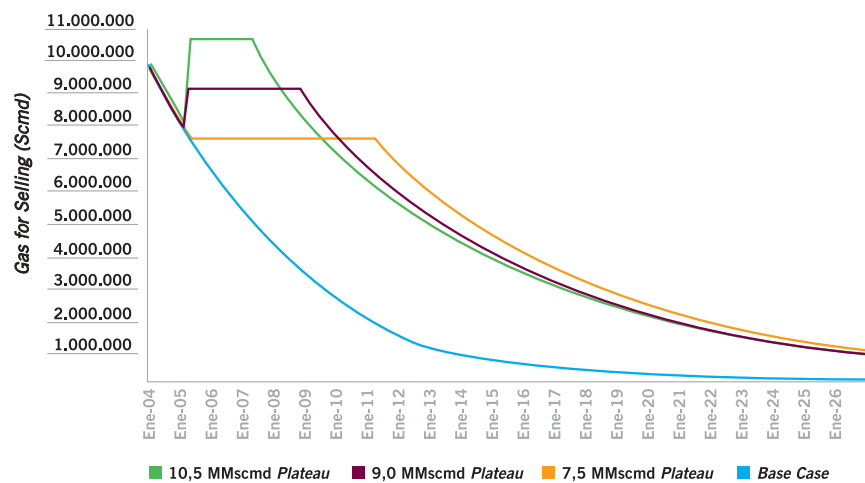


Figura 5. Investigación del plateau de producción

Por otro lado, la metodología seleccionada para resolver un “caso” (ver figura 3) y la búsqueda del óptimo dimensionamiento de la red de captación explicado en el párrafo anterior implican conceptualmente una limitación de resolución dado que:

- los valores de presión y caudal en el tiempo, por pozo son, para cada “caso”, invariables ya que resultan de la simulación del reservorio;
- el ejercicio de identificar los diámetros óptimos de las líneas de captación influye en la presión de llegada de cada una a la estación de compresión.

Con lo cual en la simulación del sistema de captación, la presión de llegada a los *manifolds* de succión de las estaciones de compresión no será necesariamente igual para todas las líneas de los pozos pertenecientes a un mismo bloque.

Para solucionar este aspecto se realizaron simulaciones de reservorio con presiones de boca distintas en cada pozo del bloque con los condicionantes siguientes: todas las líneas de conducción de un bloque deben arribar a la estación compresora con una presión similar y el promedio de las presiones de boca de los pozos de un mismo bloque debe respetar el nivel de presión preestablecido.

Tipo de equipos de compresión

El análisis de este punto consistió en determinar la conveniencia de utilizar motocompresores alternativos o com-

presores centrífugos accionados por turbinas de gas. Se plantearon varias alternativas, incluso con arreglos mixtos, y la conclusión obtenida para el yacimiento Ramos ha sido realizar completamente la implementación del proyecto con motocompresores alternativos debido a las siguientes razones:

- menor pérdida de eficiencia por altura y temperatura;
- menores consumos de gas combustible;
- mejor adecuación a las variaciones de presión durante el período de incorporación de potencia y a las variaciones de caudal durante el período de declinación del yacimiento;
- los motocompresores alternativos pueden ser instalados bajo diversas modalidades de contratación: compra, renta, *leasing*;
- sistema de gas combustible más sencillo;
- mejor flexibilidad en caso de resultar necesaria una redistribución de los equipos;
- menores costos de *stand by*, dado que los motocompresores alternativos manejan caudales menores por equipos que un compresor centrífugo.

Instalación de líneas de conducción

La capacidad de transporte que es necesario incorporar entre un pozo y la estación de compresión a la que aporta su producción, puede ser instalada en forma gradual o en su totalidad en una sola línea de conducción, al momento de iniciar la compresión

en el bloque al cual pertenece el pozo. Por ejemplo, si el requerimiento de capacidad de transporte de un pozo hasta la estación compresora resulta ser una línea de 16”, a los fines de transportar eficientemente la producción del pozo a 15 kg/cm², las opciones que surgen son:

- instalar una línea de 12” para que el bloque de pozo opere durante los dos niveles de presión e instalar la segunda línea de 12” cuando el pozo sea finalmente explotado a 15 kg/cm²;
- instalar una línea de 16” desde un comienzo.

Considerando que las líneas únicas no presentan problemas de conducción de fluidos en las etapas de alta y media presión, que resultan la mejor opción económica, que no requieren controles especiales de distribución de flujo, como el caso de líneas multifásicas en paralelo, y que el impacto medioambiental se reduce considerablemente, se optó por la alternativa b.

Para avanzar en el estudio de las siguientes variables conceptuales fue necesario establecer, con alto grado de detalle, las hipótesis económicas más reales posibles y los pronósticos ajustados de su evolución a fin de obtener resultados económicos globales con el discernimiento requerido para la toma de decisiones. Se establecieron pautas concretas sobre la participación de los socios en el consorcio, el valor de los elementos más relevantes que componen las inversiones, los costos operativos, impuestos, tarifas de gas y condensado, condiciones de mercado y las variables macroeconómicas, inflación y tipo de cambio del peso frente al dólar.

Plateau de producción

La simulación de producción del yacimiento establece un período donde la producción se mantiene constante en términos generales, disminuyendo paulatinamente las presiones en boca de pozo; una vez alcanza la mínima presión estipulada, se mantiene constante para el conjunto de los pozos y se inicia el período de declinación de caudal del yacimiento.

El perfil de potencia operada a lo largo del tiempo resulta en un incremento constante desde el lanzamiento del proyecto hasta alcanzar el máximo valor de HP, cuando todos los pozos se

encuentran operando a la mínima presión de succión. A partir de allí, se desafectan los compresores al ritmo que establece la declinación del caudal global del yacimiento.

En esta etapa de análisis del proyecto, se investigó cuál es el valor de *plateau* de producción que hay que sostener durante el período de incorporación de potencia para maximizar los resultados económicos. Se investigaron tres casos: 10,5 MMScmd; 9 MMScmd y 7,5 MMScmd, tal como lo representa la figura 5.

El caso de mayor *plateau* implica una rápida y mayor incorporación de potencia y capacidad de transporte con el beneficio de una aceleración de la producción respecto de los otros casos de *plateau* menores. También se puede observar que, debido a la disponibilidad limitada de reservas, sin ningún mecanismo activo de recuperación de presión en el reservorio, el tiempo en el cual se puede sostener el régimen de explotación en el valor del *plateau* es menor al de los casos de 9 y 7,5 MMScmd.

Estos resultados volcados en un análisis económico, y considerando los condicionamientos comerciales, permiten definir el *plateau* óptimo de explotación del yacimiento, el cual influirá directamente en el dimensionamiento de las instalaciones de compresión y de captación.

Número de pozos de desarrollo adicionales

Los pozos de desarrollo de un yacimiento tienen como objetivo facilitar la recuperación de reservas en zonas pobremente drenadas y disminuir la resistencia al flujo desde la formación hasta la superficie. En consecuencia, si en un yacimiento se comparan los requerimientos de potencia para varias alternativas con incrementos en el número de pozos de desarrollo y se mantiene constante la producción para todos los casos, los HP necesarios serán menores para la alternativa de mayor número de pozos adicionales perforados.

A través de análisis económicos sucesivos, se puede determinar si la perforación de cada pozo incremental de desarrollo produce un beneficio actualizado en ahorro de potencia, tal que cubra el valor de la inversión propia del pozo.

Presión límite de explotación

A medida que se establecen menores presiones de boca de pozo límite de explotación, aumentan los requerimientos de potencia y las dimensiones de las instalaciones de compresión, obteniéndose como contrapartida un beneficio en producción visible como una extensión del tiempo de duración del *plateau*.

Los análisis detallados de las alternativas generadas para cada presión final establecida permiten comparar si los incrementos de inversiones son compensados por los aumentos en la producción, ambos en forma actualizada.

Alternativas de compra/renta de equipos

Considerando la dinámica de incorporación y extracción de potencia, se deduce que existe una potencia base que se incorpora durante los primeros años del proyecto y se la mantiene hasta casi la finalización de la explotación del yacimiento. Por otro lado, existe una potencia que se requerirá por lapsos muy cortos debido a que se utilizará para completar el último nivel de presión de los pozos.

Es lógico pensar que convenga comprar los equipos que se utilizarán durante la totalidad del proyecto y contratar los que se emplearán por un corto lapso por medio de un alquiler.

A través de corridas económicas de varias alternativas con distintos porcentajes de compra/renta, se puede establecer el límite compra/renta óptimo que maximiza los resultados del proyecto global.

Lineamientos de la ingeniería básica y estudios de impacto ambiental

El desarrollo de todas las variables conceptuales presentadas en el artículo permite establecer un programa concreto de incorporación de potencia y de capacidad de transporte rentables y ejecutables.

En esta etapa, se deben establecer mínimamente los lineamientos de la ingeniería básica que se resuelven a partir de la solución conceptual definitiva:

- Evolución de instalación de potencia e incorporación de instalaciones
- PFD's, P&ID's y *Lay Out*
- Modalidad operativa y de control

- Vinculación con las instalaciones existentes
- Aprovechamiento de servicios existentes
- Especificación de facilidades. *Slug Catcher*, separación primaria, moto-compresores de gas, bombeo de condensado y agua de producción, sistema de seguridad, sistema de control, sistema de aire de instrumentos, sistema de gas combustible, sistema de venteo, sistema de generación eléctrica y sistema contraincendio.

También se desarrollaron los estudios de impacto ambiental relacionados con la construcción de las locaciones de compresión, el montaje de las estaciones de compresión y la construcción de las líneas de conducción.

Finalmente, en función de la estrategia de la compañía y la ponderación de los riesgos del proyecto, surgió el modelo de contratación para el montaje de las instalaciones y el servicio de operación y mantenimiento de las estaciones de compresión.

Conclusiones

El desarrollo de un estudio que asegure el tratamiento de las principales variables que impactan en el resultado global del proyecto, que tenga en consideración los principales factores económicos y condicionantes medioambientales y operativos, y que garantice el compromiso de las especialidades que necesariamente deben intervenir, se torna crítico en proyectos de esta envergadura.

Los análisis y respuestas obtenidas mediante estos estudios hacen posible y facilitan la toma de decisiones en todos los ámbitos de interés de la compañía, es decir, desde el punto de vista del negocio, de la estrategia de explotación del reservorio, de los estándares medioambientales y operativos, y desde la visión de las partes involucradas en la ejecución, puesta en marcha y operación del proyecto.