Modelo Integral de Gestión de Yacimientos Maduros

Fernando, Osinaga Miranda (frosinagam@ypf.com); José Miguel, Negrón (negronsarmiento@qp.com.qa); Jose, Juarez (juarezjosed@gmail.com); Horacio, Albarracín (healbarracinu@ypf.com); Rolando, Rivera (rriveral@ypf.com); Raúl, Belkenoff (rabelkenoffs@ypf.com); Nestor, Barros (njbarrosc@ypf.com); José, Gil (jgilr@ypf.com)

Sinopsis

La gestión efectiva de un yacimiento maduro es aquella que tiene como objetivo la maximización del valor, focalizado en el manejo reservas desarrolladas y/o por desarrollar, pozos e instalaciones y capital intelectual. Comprende el conjunto de acciones que permite mejorar la rentabilidad de la explotación de los reservorios, producto de la combinación de mantenimiento del potencial productivo, optimización de costos y evaluación de decisiones para el desembolso de inversiones. Es por ello que la gestión de desarrollo combina tres niveles principales de creación de valor: El Nivel Estratégico, El Nivel Táctico y El Nivel Operacional, cada cual con su propio espacio, procesos, actividades y tareas; pero con claras relaciones entre cada uno de ellos. El modelo propuesto presenta un proceso orientado a la gestión de un yacimiento maduro, con soporte en procesos, flujos de trabajo y tecnología. El modelo se basa en la revisión, integración y adaptación de diversos conceptos, como: Gerencia de Activos, Trabajo colaborativo, Gestión orientada por Indicadores, Metodología "Front-End Loading, (FEL)", Trabajo en ambientes de desafío, Procesos integrados de información, y Evaluación Técnica de Inyección de Agua.

La implementación del modelo de gestión en un yacimiento maduro de la cuenca neuquina, ha permitido establecer un plan de sostenimiento técnico y rentable de las reservas probadas de los reservorios, con base en la definición de las actividades a ejecutar, requerimientos de mantenibilidad de las instalaciones de subsuelo y superficie; plan de explotación y desarrollo, en el corto, mediano y largo plazo. Para ello, se generó un modelo predictivo probabilístico el cual concatena cuatro submodelos de evaluación de los principales componentes que definen el estado del yacimiento en estudio: Deterioro mecánico de las instalaciones de subsuelo y superficie, Requerimientos de actividad física, Comportamiento de la inyección de agua en reservorios maduros, y Rentabilidad económica del yacimiento.

La integración del Desempeño de la Secundaria, Integridad de Pozos e Instalaciones y Desempeño Económico, incorporando incertidumbres y decisiones; requirió la implementación de un proceso multidisciplinario de trabajo, donde se cambió la estructura funcional y de interrelación de los grupos técnicos y operativos del activo. Este proceso de gestión del talento, ha generado, más allá de múltiples acciones a nivel de pozos e instalaciones, un cambio en la concepción de la gerencia de un yacimiento hacia la gestión integral de un activo, con beneficios en la comunicación, integración, mejora continua, identificación de lecciones aprendidas e implementación de mejores prácticas.

Introducción

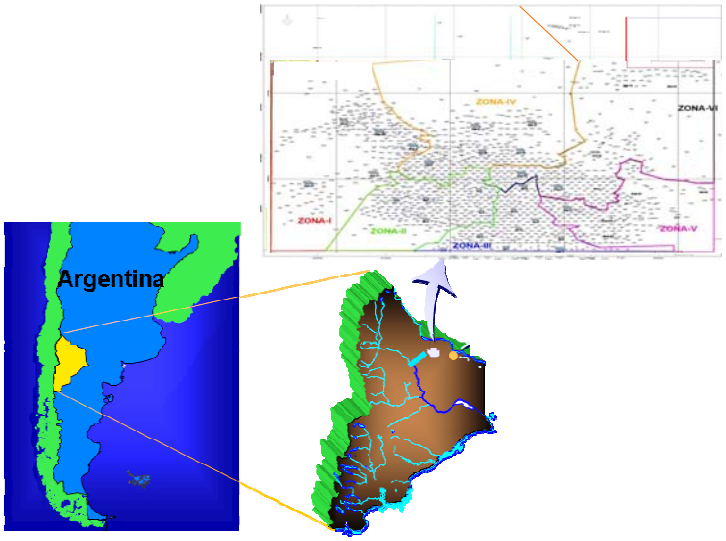
Los yacimientos maduros representan un reto a la gerencia de yacimientos en cuanto a maximización del factor de recobro, con un sentido económico que permita el mantenimiento de costos de desarrollo competitivos. El yacimiento en estudio se encuentra ubicado en la cuenca neuquina, Argentina, conformado por tres formaciones productoras principales, que presentan alta complejidad en cuanto a estratigrafía y variedad de ambientes de sedimentación. La explotación del campo se encuentra principalmente asociada al proyecto de inyección de agua implementado masivamente en el año 1995. Actualmente se encuentra en una etapa de madurez, con un corte de agua elevado, condiciones operativas complejas, y con retos en el control de la secundaria, producto de las condiciones intrínsecas de los reservorios y del agua de purga disponible para inyección, avance del frente de agua, entre otros. Por tal motivo, en el año 2007 surgió la necesidad de definir un proceso sistemático y estructurado con el objetivo definir la mejor cartera de reparaciones a pozos inyectores que impulsen la maximización técnica económica del factor de recobro. Este proceso se

desarrolló hasta que a mediados de 2008 se implanto el Modelo de Gerenciamiento Integral en el área. Llegándose a la implementación del mismo mediante: la aplicación de la metodología FEL que contribuye a la materialización efectiva del valor producto de una planificación eficiente de las operaciones mediante la incorporación temprana de tres elementos fundamentales: riesgo e incertidumbre, múltiples escenarios y evaluación del ciclo de vida. Adicionalmente contribuye a mejorar el sustento técnico mediante la aplicación de sucesivas revisiones que permiten evaluar la completitud de cada una de las fases del FEL, proveyendo documentación suficiente que permita soportar los desembolsos asociados al proyecto., aplicación de un flujo técnico detallado de optimización de la secundaria e integración de competencias en un equipo multidisciplinario aplicado.

La aplicación de un flujo técnico detallado de optimización de la secundaria e integración de competencias en un equipo multidisciplinario aplicado por Zonas determinadas. El proceso incluye la generación de múltiples escenarios de reparación de inyectores, diagnóstico dinámico de los pozos, incorporación de riesgos e incertidumbres, definición de soluciones integrales para cada patrón de producción, optimización de costos y plan preventivo para el aseguramiento del flujo. Para ello se generaron subprocesos específicos para identificar pozos problema, jerarquizar mediante riesgo e incertidumbre y definir balance óptimo del patrón, basado en la evaluación del comportamiento y aplicación del flujo técnico. Su aplicación ha permitido identificar los pozos con problemas, sus causas y condiciones de ocurrencia, la programación óptima de equipos, identificación de riesgos, establecimiento de plan de mitigación de éstos y un programa dinámico de toma de decisiones para la reparación de los pozos que contiene la solución integral, con miras al sostenimiento de la producción de petróleo y la movilización de reservas.

Antecedentes históricos del campo

El campo en estudio pertenece a la cuenca neuquina y cubre una superficie de aproximadamente 10.000 Ha (Figura 1). En dicho ámbito se ubica una de las áreas de producción más importante de YPF, desarrollada con cerca de 700 pozos productores con la influencia de unos 500 pozos inyectores. El área fue descubierta en una primera campaña de exploración en 1968, la cual fue relanzada en el año 1979, alcanzando un desarrollo primario hasta el año de 1997 cuando se masifica un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua evaluado mediante la implementación de pruebas piloto en diferentes zonas y formaciones productivas del campo. Durante los años 2000 y 2001, inicia el redesarrollo del área mediante una campaña de perforación de pozos productores e inyectores, abarcando así el área de reserva del campo. En el año 2005 inician los pilotos de inyección de geles e inyección alternada de agua y gas, este último finalizado a diciembre de 2007.



Ubicación del campo en estudio

La explotación del campo se ha caracterizado por dos fases de desarrollo, la primera en la década de los 80, previo a la implementación del proyecto de recuperación secundaria, y la segunda, a partir de 1990, donde se

ha establecido una gestión de mantenimiento de la declinación durante la etapa de inyección de agua. Durante la última década, la gestión esta dirigida a controlar la respuesta productiva del campo a la secundaria, con foco en el efecto de las características altamente salinas del agua disponible para inyección, y el mismo comportamiento volumétrico del agua inyectada asociado a lo complejo de las formaciones productivas del campo, donde se evidencian irrupciones y canalizaciones rápidas con efecto en incremento acelerado del corte de agua. A finales del 2004, estas características originaron una serie de problemas a nivel de subsuelo, por lo que implementó un proyecto importante de reparación de pozos y adecuación de instalaciones, que tuvieron un efectivo nivel de éxito, evidenciado por el mantenimiento de la declinación del campo alrededor de 15 % a.e. Los resultados obtenidos hasta diciembre de 2007, muestran que producto de las actividades ejecutadas se logró restablecer en gran medida la capacidad productiva del campo, y a su vez recopilar una serie de prácticas, las cuales sirvieron de base para el establecimiento de nuevas estrategias que se describen en el presente trabajo.

Estado actual del campo

El nivel de explotación actual del campo en estudio representa un reto para la maximización del valor. Hoy día el campo presenta un factor de recuperación alto, muestra de la madurez en la explotación de los reservorios y un elevado corte de agua. Con retos en el estado y madurez de los pozos, efectos corrosivos del agua de purga disponible para inyectar y el grado de avance de la secundaria. El reto principal viene dado por la complejidad que representa el mantenimiento de condiciones de selectividad que permitan el barrido vertical y areal uniforme.

Esta problemática conduce al fortalecimiento de las acciones ejecutadas desde el 2005, ahora con el objetivo de potenciar los resultados y acelerar la recuperación óptima de reservas mediante la restitución del control de la inyección de agua con una eficiente gestión de inversión de recursos que permita la maximización del valor del campo. Por ello, durante el primer semestre del 2007 se evaluaron las prácticas implementadas en el campo, y se identificaron aquellas necesarias para elevar la buena gestión del campo a un estadio de “clase mundial”.

Este plan de acción fue diseñado para corregir situaciones de deterioro mecánico que están afectando el cumplimiento de los programas de inyección de agua y en consecuencia el plan de producción del yacimiento.

El monitoreo y evaluación continua del comportamiento de la secundaria en el activo, en todos sus niveles y elementos, ha permitido definir el estado actual del proceso, las áreas de atención y visualizar las oportunidades presentes y futuras, sobre la cual se evalúa el caso de negocio asociado a la sostenibilidad del activo.

La decisión de realizar esta actividad se basó en la evaluación técnica y económica de la situación general del yacimiento a partir de un modelo integral (Reservorio – Pozo – Superficie), para el período 2008 – 2017, que permitió:

M Asegurar el valor del activo a partir de un programa optimizado de actividades

M Definir el nivel de actividad operativa desde el punto de vista técnico - económico

El deterioro de las instalaciones del activo fueron abordados en primera instancia a través del proyecto integral de sostenimiento denominado: “Adecuación de Instalaciones y Reparación de Pozos”.

En este sentido, y con el objetivo de definir el impacto de continuar con los desembolsos asociados a un esquema de mantenimiento correctivo y posterior preventivo, que permitan asegurar el factor de recobro y el valor económico del yacimiento, se realizó un análisis integral de sostenibilidad del yacimiento, con miras a definir la oportunidad de valor asociado al desembolso de recursos en el activo que asegure la base de producción y permita la realización de valor adicional producto de la materialización de las oportunidades del PID (Plan Integral de Desarrollo).

Fundamentos del Modelo Integrado de reservorios

La necesidad de maximizar valor optimizando los recursos disponibles conduce a la búsqueda de aquellas prácticas que incrementar el éxito de los proyecto. Mundialmente se han ejecutado acciones que permiten mejorar la gestión de los proyectos de explotación de hidrocarburos; "planificación efectiva del ciclo de vida de un activo", "incorporación de riesgos e incertidumbres en la gestión de capitales", "trabajo colaborativo multidisciplinario" y "fundamentos técnicos básicos bien aplicados representan una respuesta efectiva", pueden ser ejemplos de prácticas que hoy día son útiles para gestionar recursos energéticos.

En este sentido y en el ámbito que enmarca la problemática del campo en estudio, se identificaron las siguientes prácticas como necesarias a implementar y potenciar para el aseguramiento del valor del campo, para generar el Modelo Integral de Gestión del Reservorio:

1. **Metodología "Front End Loading"**: La metodología FEL que contribuye a la materialización efectiva del valor producto de una planificación eficiente de las operaciones mediante la incorporación temprana de tres elementos fundamentales: riesgo e incertidumbre, múltiples escenarios y evaluación del ciclo de vida. Adicionalmente contribuye a mejorar el sustento técnico mediante la aplicación de sucesivas revisiones que permiten evaluar la completitud de cada una de las fases del FEL, proveyendo documentación suficiente que permita soportar los desembolsos asociados al proyecto, permitiendo la aplicación de un flujo técnico detallado de optimización de la secundaria e integración de competencias en un equipo multidisciplinario aplicado.

1. FEL methodology: Better planning, best option, fully asset evaluation

El modelo establecido en este documento está basado en la gestión de un yacimiento maduro, considerando una estrategia de explotación que permita el aseguramiento del factor de recobro y el sostenimiento de un declino que permita maximizar la rentabilidad de los recursos necesarios. Para ello, se considera que la estrategia de explotación consta de las siguientes fases:

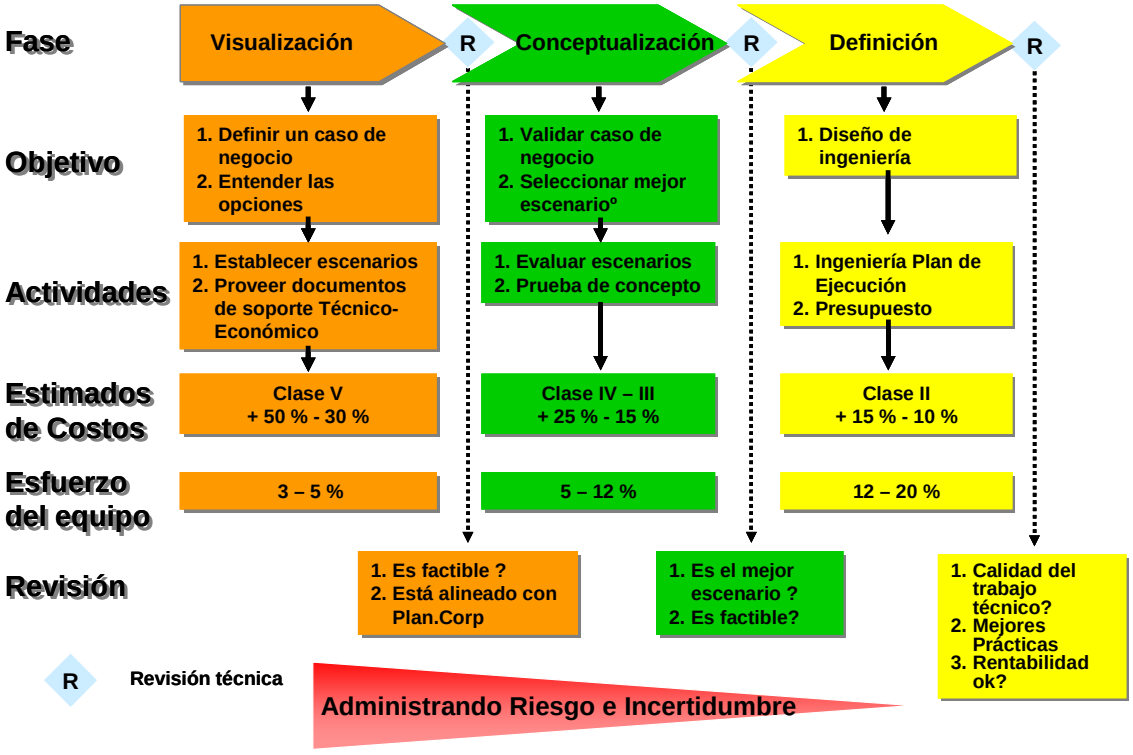
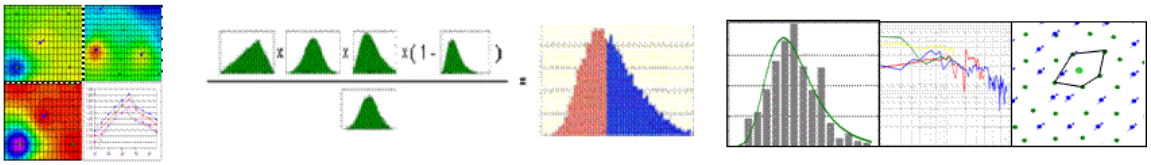


Diagrama FEL – Generación Plan de Explotación

A través del proceso arriba contemplado se puede manejar la gestión de la estrategia de explotación del yacimiento, la cual, para el área Chihuido, esta orientada a dos requerimientos principales: Sostenimiento del declino y Detección de nuevas oportunidades de crecimiento. Cada cual con dependencias indivisibles y tiempos de desarrollo, aunque diferentes, concatenados.

2. **Evaluación de riesgos e incertidumbres**: Se incorporaron los conceptos de riesgo e incertidumbre en todas las etapas con base en la identificación de oportunidades y la solución integral visualizada, definir categorías de decisión y opciones técnicas que permitan el establecimiento de múltiples escenarios que permitan cubrir las posibilidades técnicamente factibles de ejecución del proyecto.

2. Risk & Uncentainties: Evaluating variables impact on asset performance



Se cuantificaron los riesgos e incertidumbre preliminarmente identificados producto de la revisión del comportamiento histórico del campo, además de los impactos identificados, factores de éxito históricos, estableciéndose estadísticamente y representándose mediante distribuciones en el tiempo.

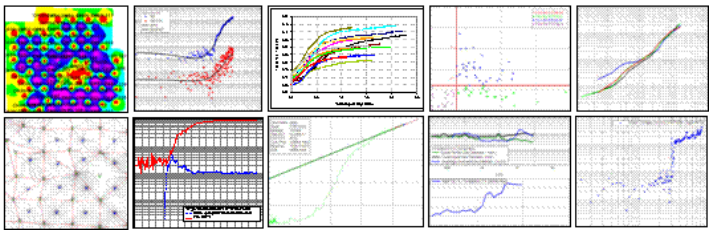
Al tener la definición del problema particular de cada patrón identificado y su solución operativa, conlleva a realizar estimados de costos y evaluar la promesa productiva producto de la ejecución del trabajo propuesto. En este aspecto se incorporan elementos de incertidumbre y riesgo en cuanto a los siguientes elementos: Factor de éxito de la operación, Distribución de la respuesta productiva del patrón, Distribución del tiempo de respuesta de los productores al efecto de inyección, y Distribución de los costos y tiempos en la ejecución de los trabajos. Estos elementos interactúan en un modelo analítico de evaluación con el fin de definir el perfil de producción global y la promesa de valor probabilística, asociadas a factor de riesgo.

3. **Aplicación del ciclo técnico de análisis de inyección de agua**: El flujo técnico de análisis pretende compilar los fundamentos técnicos para la revisión, evaluación y control de cualquier proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua. Está conformado por 5 procesos principales: revisión integral del yacimiento, revisión por patrón/pozo, diagnóstico/evaluación de oportunidades de mejora y definición del plan de ejecución; orientados por indicadores de desempeño (KPI): comparación pronóstico/comportamiento real, factor de reemplazo, mediciones físicas, eficiencia de barrido, continuidad de zonas y áreas, agua de inyección, estado y monitoreo mediante gráficos especializados (Chan, Hall), Streamlines, distintos cross plots, mapas (fluidos acumulados, burbuja, iso propiedades) etc.

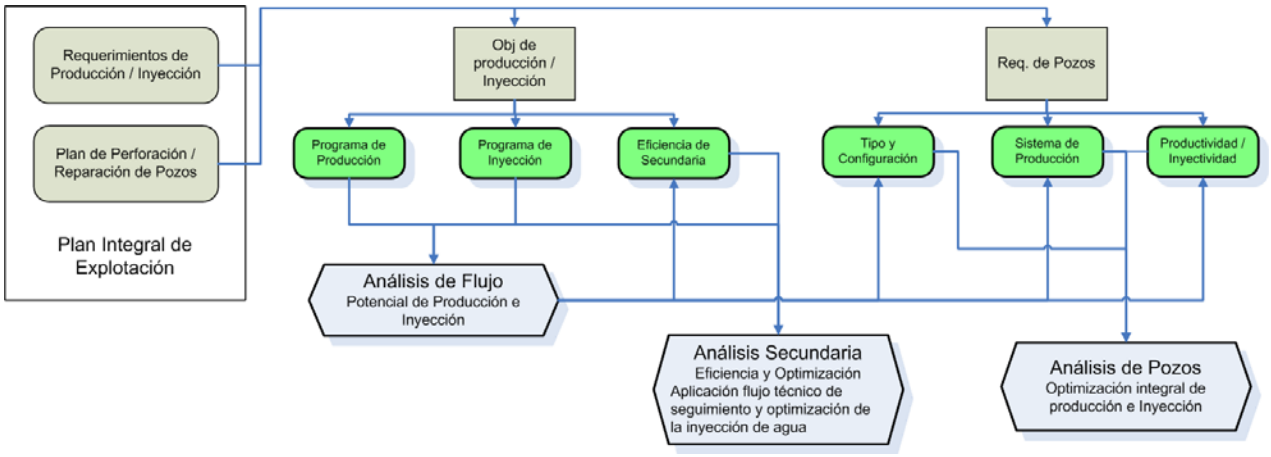
La evaluación conjunta de estos indicadores de desempeño, adicional al diagnóstico mecánico del inyector del patrón, permite definir la problemática y establecer la solución integral que contiene mejoras en el desempeño del área de drene y de los pozos del patrón considerado; en el ejemplo se diagnóstico un barrido vertical ineficiente producto del estado de la instalación selectiva del inyector que indujo inyección preferencial hacia la capa superior con efectos en canalización en los productores asociados, por ello la solución definida para este caso específico considera el cambio en la instalación del inyector con selectividad hacia las capas inferiores con menor inyección. Este proceso es aplicado continuamente a toda la población de patrones problema con énfasis en la definición multidisciplinaria de las acciones necesarias en cuanto a optimización de los sistemas de levantamiento de los productores asociados y en cuanto a la identificación de necesidades adicionales u oportunidades de mejora en el sistema superficial de inyección.

3. Fundamentals of Water injection: Applying engineering to analysis & diagnostic

Reservoir / Pattern / Well performance graphs
Fluids maps
Diagnostic plots
Subsurface facilities
Injection facilities
Water QC plots

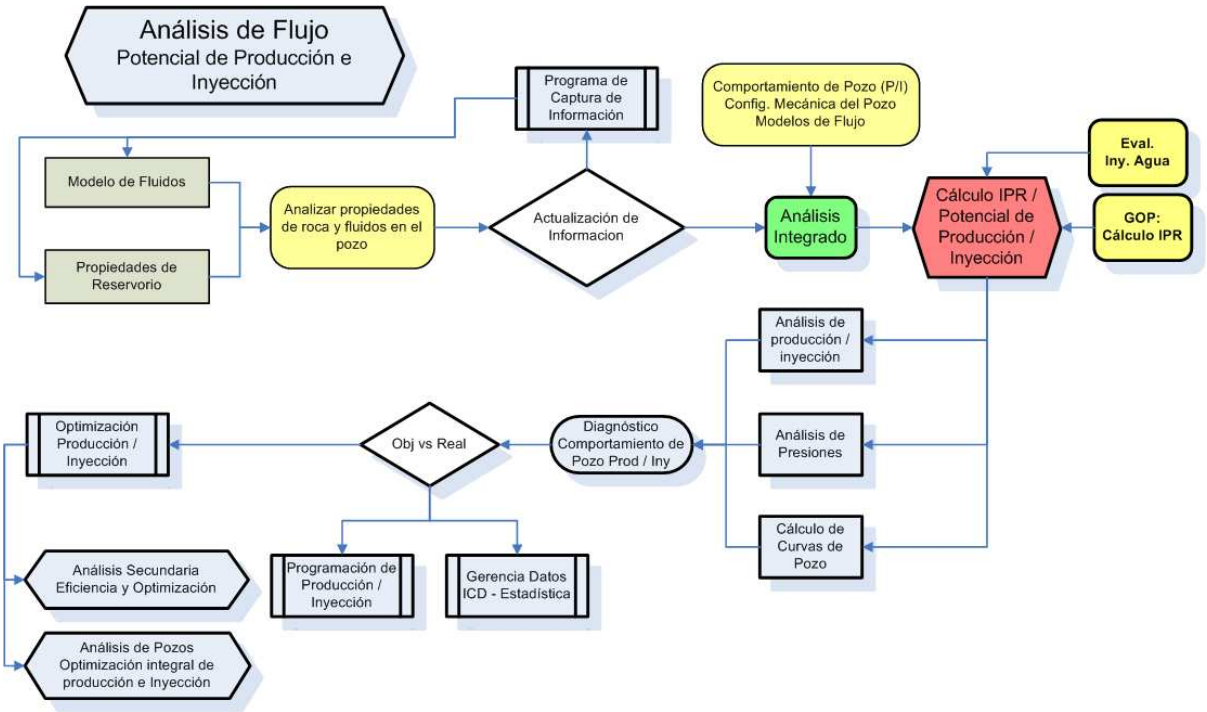


De esta forma se establecieron **Flujos de Trabajo para los Procesos Principales**, partiendo de los requerimientos de producción e inyección y del plan de perforación y reparación de pozos definidos en el plan integral de explotación del campo.



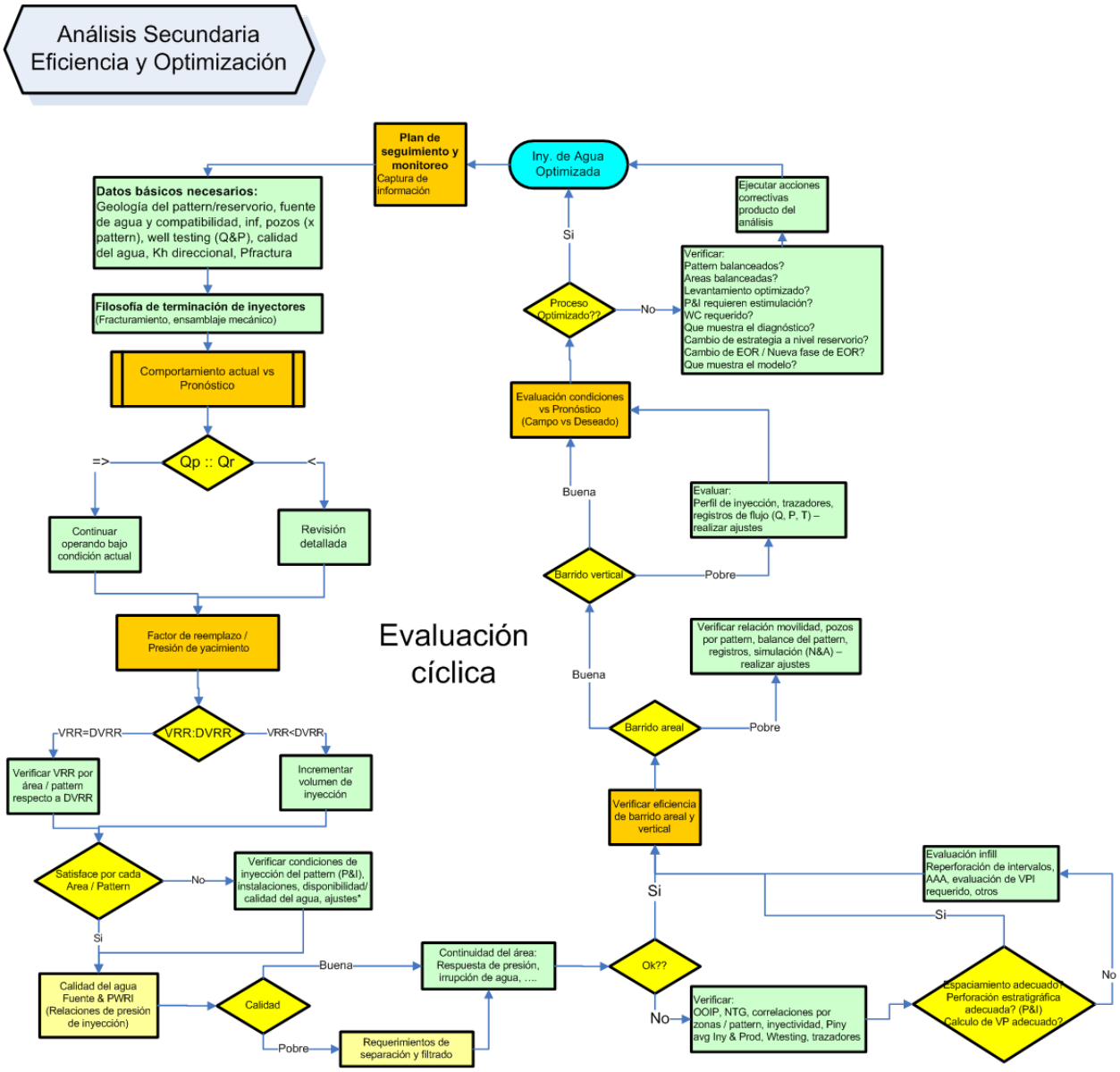
Flujo de Trabajo (Road Maps): Flujo Principal

Para el cumplimiento de los objetivos de producción e inyección se fijaron **Programas de Producción e Inyección** determinándose el flujo de Potencial de Producción e Inyección y mediante la eficiencia de la secundaria se determino el Flujo de Análisis de la Secundaria, para maximizar su optimización.



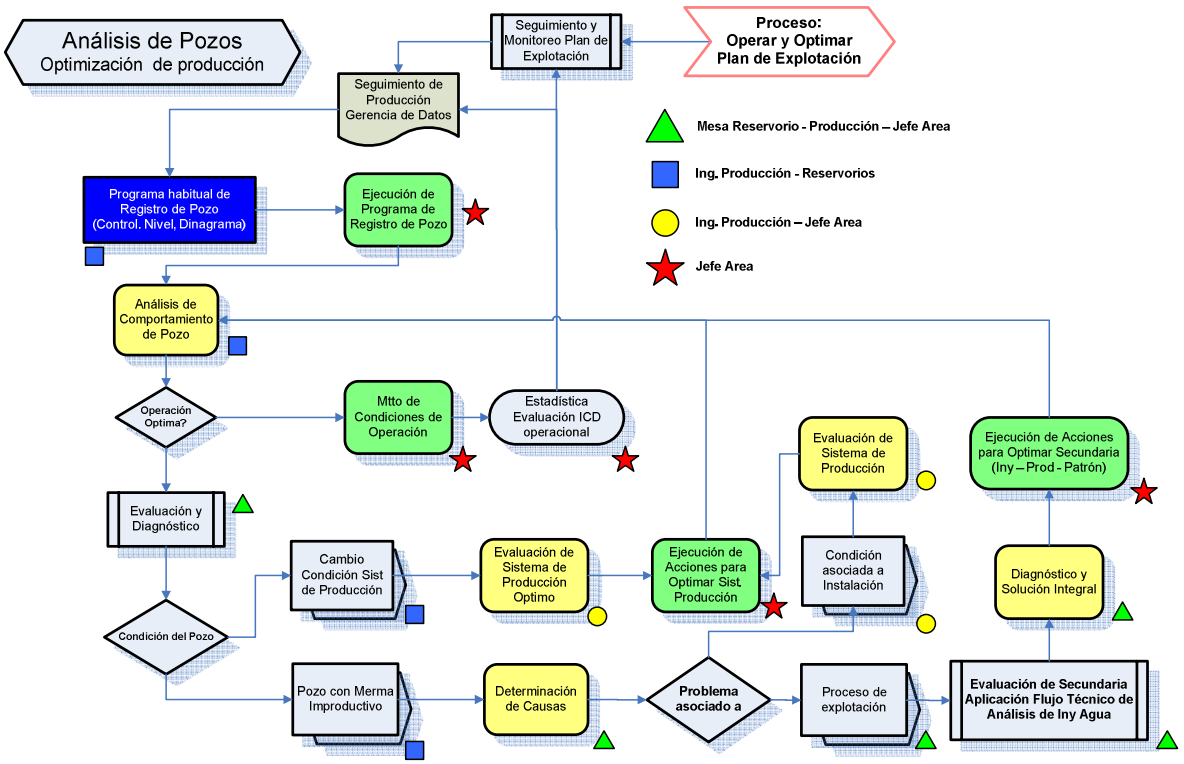
Flujo de Trabajo (Road Maps): Flujo de Análisis

Para cumplir con el requerimiento de pozos productores e inyectores se realizo el flujo de análisis de pozos, poniendo foco en su tipo y configuración (convencional/selectivo), los distintos sistemas de producción para la definición de productividad e inyectividad óptima. Generaron subprocesos específicos para identificar pozos problema, jerarquizar mediante riesgo e incertidumbre y definir balance óptimo del patrón, basado en la evaluación del comportamiento y aplicación del flujo técnico.



Flujo de Trabajo (Road Maps): Flujo de Análisis de la Secundaria

Su aplicación ha permitido identificar los pozos con problemas, sus causas y condiciones de ocurrencia, la programación óptima de equipos de workover, identificación de riesgos, establecimiento de plan de mitigación de éstos y un programa dinámico de toma de decisiones para la reparación de los pozos que contiene la solución integral, con el objetivo de sostener la producción de petróleo y la movilización de reservas. Cada flujo de análisis se detallo de acuerdo al modelo de fluidos y el modelo de reservorios de acuerdo al análisis de las propiedades del reservorio y de los fluidos, integrado al comportamiento mecánico del pozo se determina el potencial de producción y de inyección por pozo.

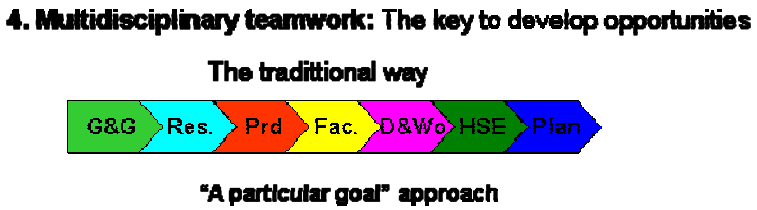


Flujo de Trabajo (Road Maps): Flujo de Análisis de Pozos Productores

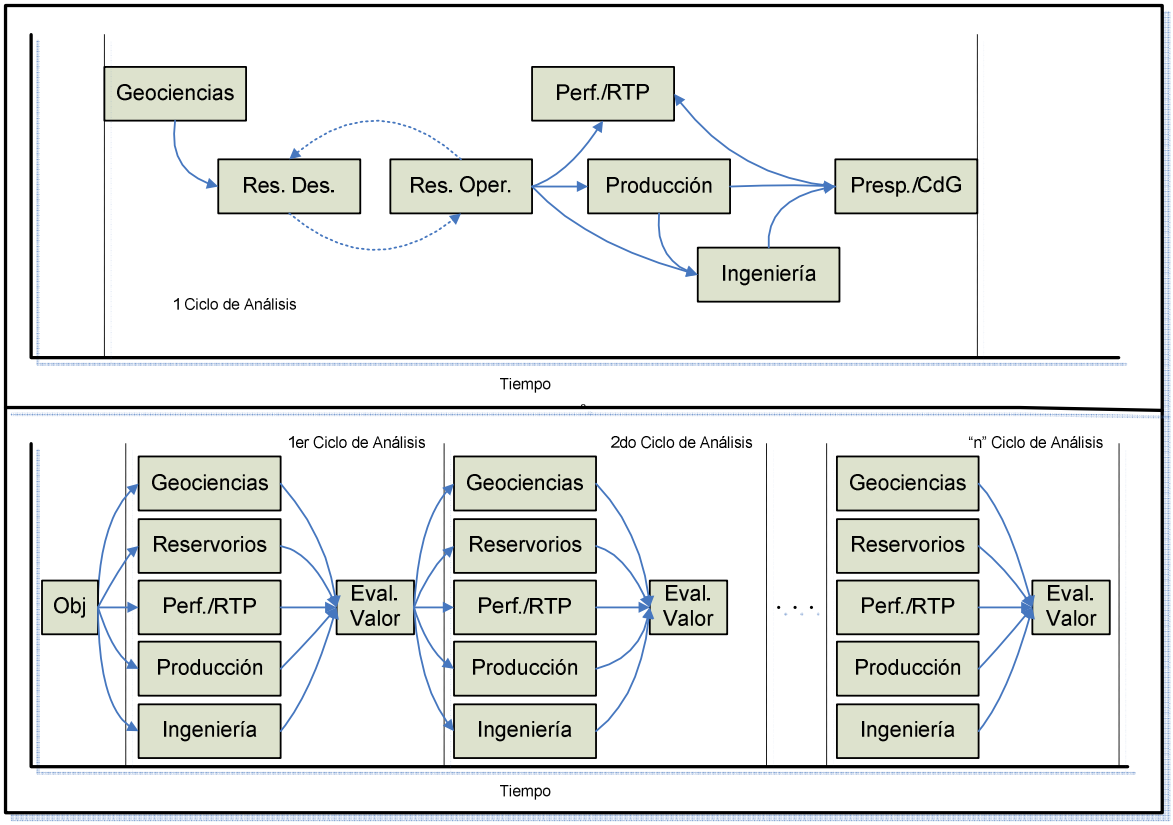
El análisis de la eficiencia y la optimización de la secundaria, basado en el plan de seguimiento y monitoreo, comparando las condiciones actuales con las programadas evaluando los registros de perfiles de inyección, registros de Q, P y T, realizando el balance del pattern de inyección, verificando la eficiencia del barrido vertical y areal, el volumen de reemplazo, constituye una evaluación cíclica de la cual pueden surgir cambios en el programa de inyección o requerimientos de captura de información y oportunidades de mejora, como reparaciones con WO, necesidad de perforar pozos de reemplazo.

Análisis de pozos productores, consiste en el seguimiento y monitoreo del plan de explotación, cumplimiento del programa de controles, registro de niveles, dinamómetros, análisis del comportamiento del sistema de producción, evaluación de los indicadores de desempeño, que pueden arrojar cambio en las condiciones extractivas, Pulling, cambios de sistema de extracción, estimulaciones por daño en la formación, etc.

4. **Implementación de equipos multidisciplinarios y ambiente de trabajo colaborativo y de desafío:** Para tal fin, en el proceso se integraron las disciplinas de una manera continua, no secuencial, donde el equipo comparte un objetivo común, alcanzando una mayor cobertura y entendimiento sobre los procesos involucrados.



La integración de estos grupos funcionales, más allá de la organización y estructura, es la clave para el funcionamiento de los "Equipos Colaborativos", con base a la definición clara del nivel de participación, rol, responsabilidad y "relación de grupo". El proceso requiere la participación de capital intelectual de estos grupos funcionales en variados niveles, que permitan desarrollar las actividades y tareas inherentes a los niveles Táctico y Operacional.



La figura muestra el modelo de interacción propuesto en el proceso para los grupos funcionales, el cual pretende relacionar colaborativamente las funciones, en contraste con los modelos tradicionales de silos técnicos y ejecución secuencial de las actividades de generación, ejecución, operación y optimización del plan de explotación; con lo cual se reduce el ciclo de análisis, la repetición, y la posibilidad de evaluar más y mejores opciones.

5. **Modelo de análisis estocástico**: Se diseñó un Modelo Probabilístico Analítico que integra los elementos actuales de impacto en el desempeño del yacimiento, establece ciertas premisas de análisis y permite identificar los elementos técnico económicos de mayor importancia con el fin de establecer un marco de decisión propicio respecto a los requerimientos futuros del activo hasta el límite de concesión en el año 2017. Compuesto por 4 submodelos que evalúan:

    a. Deterioro mecánico de las instalaciones

    b. Requerimientos de actividad respecto a volúmenes objetivo

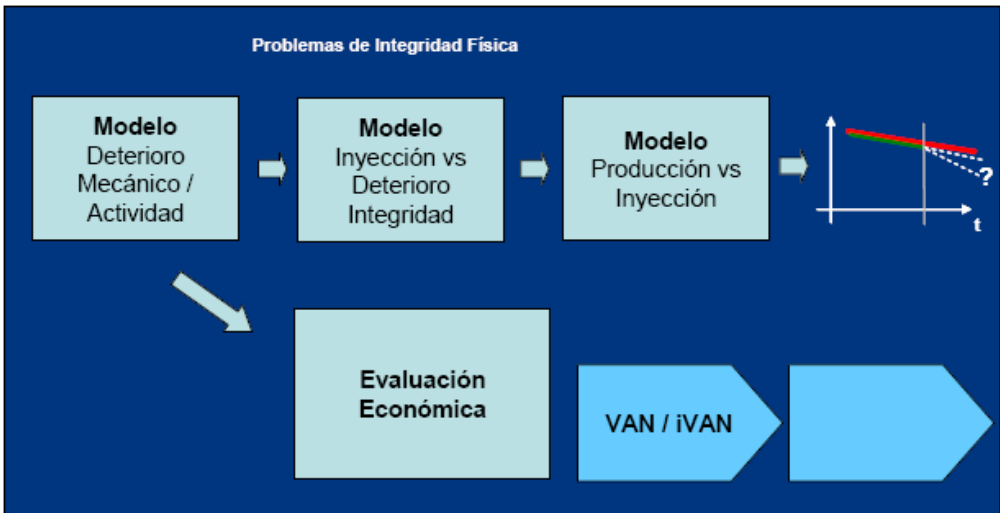
    c. Relación de volúmenes inyectados y producidos / Pronósticos

    d. Economía

Desarrollo del modelo integral de reservorios

El Modelo Integral esta compuesto por 4 submodelos concatenados, en los cuales se exploran las alternativas hoy disponibles y evalúan el caso base mínimo del yacimiento enmarcado en las limitantes hoy existentes en cuanto a estado de los reservorios, instalaciones de subsuelo y superficie, disponibilidad de activos operativos, tecnología y recursos.

El producto de la integración de estos submodelos permite generar una serie de indicadores de desempeño a fin de establecer el futuro inmediato y visión base hasta fin de concesión, tales como: Valor económico, Eficiencia financiera, Tasa de retorno, Reservas y Factor de recobro; que establecen un marco de decisión idóneo con miras a definir el futuro del activo.



1. **Modelo de la configuración mecánica de pozos inyectores** realizándose estadísticas de los distintos tipos de fallas que no permiten cumplir con los requerimientos de barrido y la performance de inyección deseada, afectando a la eficiencia de barrido vertical (Ev).

   -Tasa de fugas en instalaciones de inyección

   -Tasa de obstrucción de tubings con carbonato y taponamiento de válvulas reguladoras

   -Tasa de rotura de tubing/casing

   -Estado de los casing (estadística relevada con perfiles de corrosión)

   -Estado de las aislaciones de casing (tope de cemento)

   -Efectividad de la inyección en pozos reparados (transito de fluidos, movimiento de reguladores de fondo)

   -Tasa de éxito en las reparaciones (abandono, recupero parcial, selectividad, reentubaciones)

   -Materiales utilizados en las instalaciones de subsuelo (PKRs, Válvulas y mandriles de acero inoxidables, sartas revestidas interior y exteriormente, tubings de RFV)

2. **Modelo de instalaciones de superficie**, realizándose un análisis de integridad de la red de inyección para obtener una estadística de frecuencia de fallas que no permiten cumplir con los requerimientos de presión y caudal, de acuerdo a su ubicación en el campo, separándose en ramales de distribución, satélites y líneas de conducción a pozo.

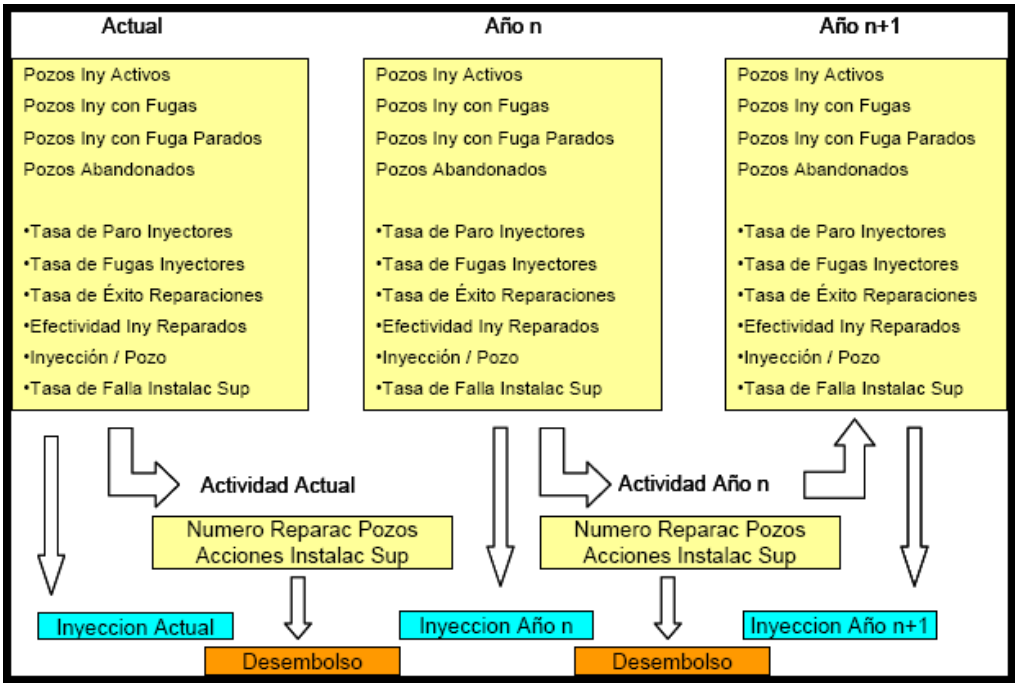
   -Tasa de paro de inyectores por rotura de ramales

   -Tasa de paro de inyectores por rotura de líneas a pozos

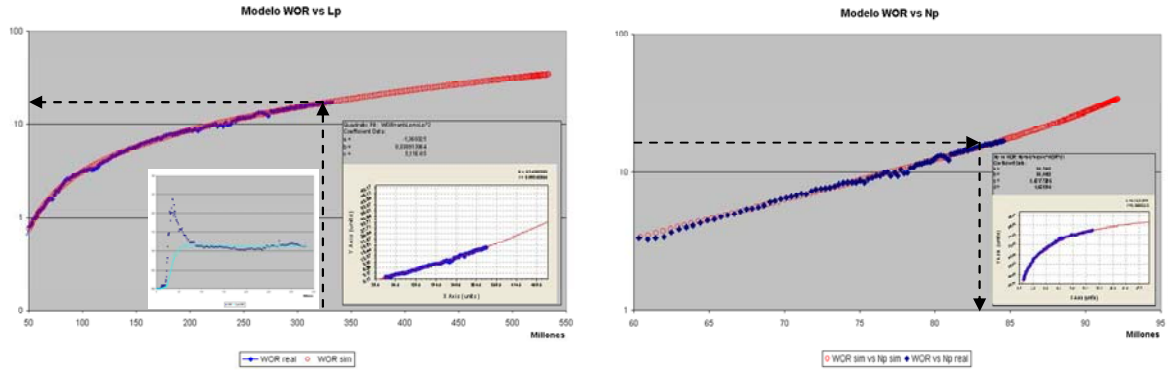
   -Tasa de paro de inyectores por rotura de satélites

   -Tasa de paros de planta

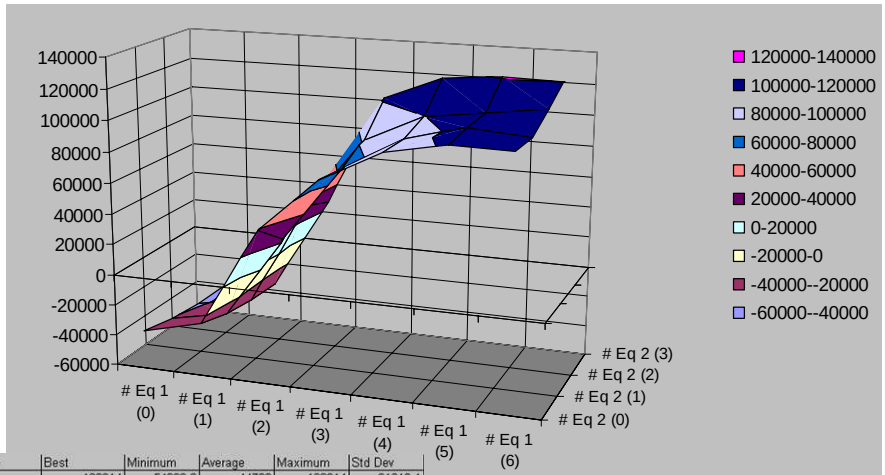
   -Necesidades y plan de cambio de tramos en ramales y líneas (puntos críticos, análisis de integridad de los ductos y satélites)



3. **Modelo de reservorios** que nos permita definir la relación de productores e inyectores optima mediante el pronostico estocástico a partir del comportamiento histórico de las variables WOR vs. Liquido producido, volumen de reemplazo vs. Inyección obteniéndose correlaciones particulares para el área.



4. **Modelo económico** tomando en cuenta los costos de los WO, la tasa de éxito para la obtención estocástica de indicadores económicos.

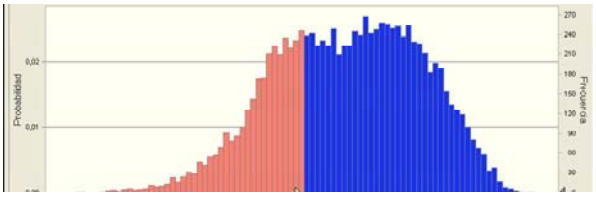


Name	Best	Minimum	Average	Maximum	Std Dev
VAN	120814	-54000,8	44700	120814	61016,1
# Eq 1	6	0	3	6	2
# Eq 2	3	0	1,5	3	1,11803
# Eq 3	0	0	0,5	1	0,5

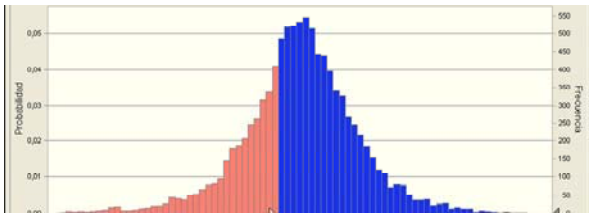
Se realizaron corridas con distinto numero de equipos con el objetivo de maximizar el VAN del proyecto integral con un costo de mantenimiento basado en la estadística de fallas.

Los resultados de la eficiencia económica y de la inversión se obtienen en forma estocástica para la selección del mejor escenario.

NPV



iNPV



Descripción del Modelo Integrado

El modelo se basa en los siguientes elementos principales: El balance de pozos inyectores sanos, el efecto de los eventos en las instalaciones de superficie y la respuesta del reservorio al volumen de inyección. Por ello el punto de partida del modelo es una discretización de los inyectores según su estado y al comportamiento futuro de estos en cuanto a integridad y disponibilidad para inyectar un volumen requerido que permite un balance volumétrico adecuado entre fluidos producidos e inyectados. La integridad de pozos se modeló a través de un balance simple entre pozos inyectores sanos, variación futura de pozos inyectores con fuga, pérdida de inyectores, inyectores requeridos y actividad de reparación, todos estos sujetos a variación producto de factores de incertidumbre definidos a partir del análisis estadístico desde el año 2007.

El objetivo que se establece para el balance de los pozos y la estimación de la actividad requerida, es el "Total de inyectores requeridos", el cual se estima a partir de estudios de factibilidad de proyectos específicos previstos a realizar en el activo.

La segunda fase en la construcción del modelo, es relacionar el volumen inyectado con la respuesta de producción. Para tal fin, se realizó un análisis técnico de la respuesta histórica del reservorio a la inyección, sobre la cual se definieron correlaciones propias que responden con un gran ajuste el comportamiento real y se utilizan para realizar el pronóstico.

El supuesto utilizado establece el mantenimiento del factor de reemplazo acumulado histórico del yacimiento, de 1,1; las correlaciones generadas permiten estimar la producción bruta acumulada a partir del reemplazo y el volumen de inyección dependiente del número de inyectores disponibles del balance anterior, como punto de partida, y con este volumen bruto acumulado estimar el corte de agua (WOR).

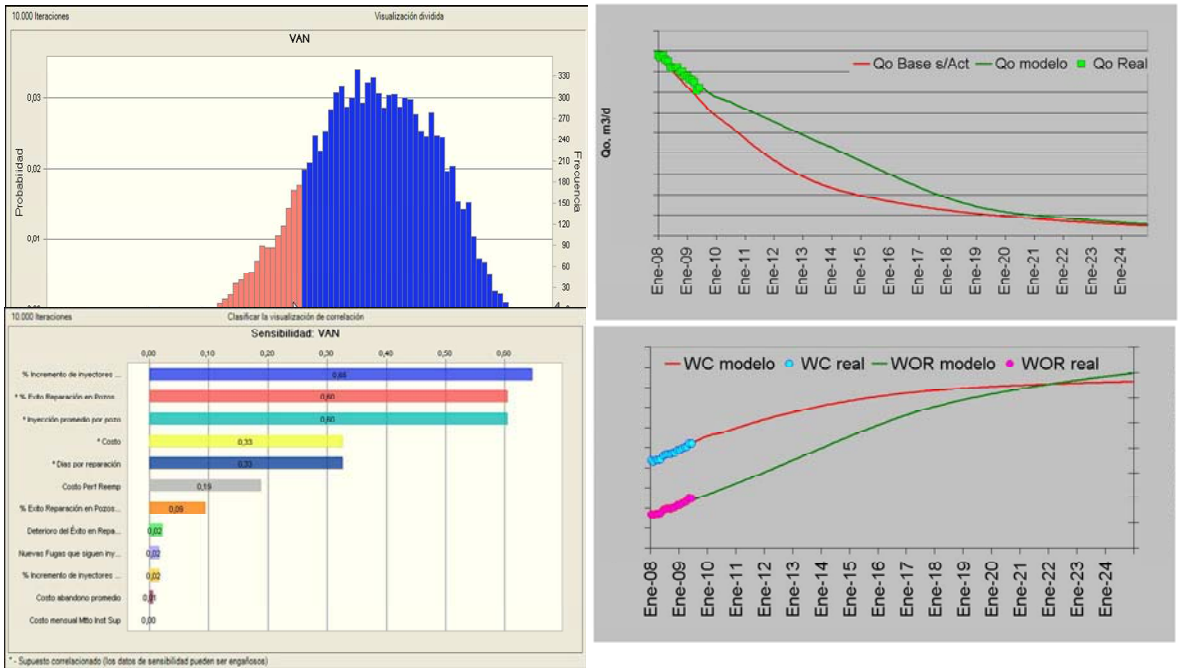
El impacto en la merma de inyección producto de los eventos en las instalaciones de superficie, se incluyó como una función adicional que afecta el comportamiento de producción en dos aspectos: volumen de producción neta por cada 1000 m3/d de pérdida de inyección y el tiempo de respuesta del impacto en la pérdida de inyección. Para modelar estos efectos, se evaluó la estadística de eventos en instalaciones de superficie y el impacto efectivo de pérdida de inyección, por un lado, y el tiempo de respuesta en producción a la inyección de agua.

Finalmente, se incluyó en el modelo la relación de 55 m3/d de petróleo de pérdida por cada millar de agua inyectada pérdida, la cual esta asociada a la frecuencia de eventos con esa magnitud de impacto.

El último componente del modelo integral estima los indicadores económicos, para lo cual se utilizó el modelo de evaluación de la aplicación Merak, esta vez llevado a una hoja de cálculo. Los resultados

obtenidos están dentro de un margen de error menor al 10 %, en los resultados de los indicadores, que arroja la plataforma corporativa. El modelo económico se represento de la siguiente manera.

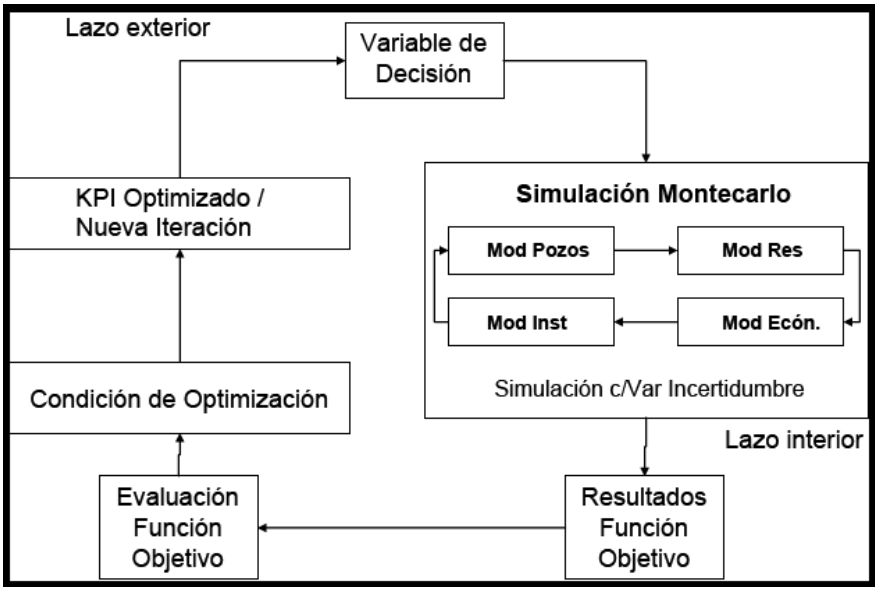
Sthocastic Results – Best Scenario Results



Simulación del modelo integral

El modelo integral se simuló a través de la plataforma Crystal Ball, con el fin de incorporar la caracterización de la incertidumbre de las variables involucradas y de realizar un análisis de Optimización respecto a funciones objetivo, con el fin de presentar toda una ventana de posibilidades respecto a los escenarios visualizados. La simulación estocástica se realizó utilizando la técnica de Montecarlo mediante 10000 iteraciones, generando entonces resultados probabilísticas para cada indicador, además de gráficos de sensibilidades, gráficos de tornado y definición de valores óptimos para cada indicador y situación modelada.

La simulación probabilística se efectuó incorporando las funciones de distribución de probabilidad descritas en la tabla superior en cada una de las entradas del modelo correspondientes, considerándolas a todas como variables de incertidumbre. En esta primera evaluación probabilística, se define el impacto de cada una de éstas en los indicadores de decisión, pudiendo entonces generar un gráfico de tornado donde se identifican las variables de mayor impacto, y cual de estas es la principal para realizar un análisis de decisión mediante el proceso siguiente de “Optimización”. El proceso de “Optimización” considera un doble lazo de análisis, el primero, interno, en el cual se simula probabilísticamente vía Montecarlo, el modelo con todas las variables de incertidumbre salvo un valor único de la variable de decisión, que varía aleatoriamente en un lazo externo, en el cual se prueba a cual valor se cumplen los objetivos de la optimización. Básicamente el proceso de optimización pretende definir a que valor de cualquier variable de decisión seleccionada se cumple un objetivo de cualquier función seleccionada para realizar decisión, por ejemplo, se puede seleccionar el número de pozos a perforar para evaluar a cual valor se maximiza el VAN, o bien a cual se minimiza el CAPEX. Gráficamente el proceso puede trazarse como a continuación se presenta.



Conclusiones

-El modelo integral ha permitido la identificación de oportunidades de mejora en la performance de la secundaria en un campo maduro

-La implementación de equipos de trabajo por Zonas ha resultado clave para la realización de acciones operativas basadas en metodologías técnicas apropiadas

-El modelo analítico de la performance de la secundaria ha arrojado pronósticos de producción e inyección que machean aceptablemente y ha permitido definir los requerimientos de equipos de WorkOver

- El modelo es aplicable a un campo maduro de estas características basado en un sólido proceso de seguimiento y monitoreo de la performance de la secundaria

Bibliografía

1. Independent Project Analysis Inc. (IPA). Concepts Front end loading

2. Craig, F.F.: "The reservoir engineering aspects of waterflooding". SPE 1971

3. Thakur, G.C.: "Waterflooding surveillance techniques – A reservoir management approach". JPT 1991

4. Freeman, D.C.: "The fundamentals can still solve engineering problems". SPE 1996

5. Chan, K.S.: "Water control diagnostic plots". SPE 1995

6. Willhite, G. P.: "Waterflooding" SPE 1986

7. Negrón , J. M.: "Nuevas oportunidades de la secundaria en campos maduros: Aplicación de metodología integral de optimización" INGEPET 2008 (EXPL-6-JN-55)

8. Negrón, J. M.; Osinaga, F.: "An Integrated Model for Reservoir under Waterflooding Recovery" Mature Waterflood Workshop. Ago-2009 BsAs