"METODOLOGÍA ESTOCÁSTICA INTEGRAL DE PROYECTOS DE REACTIVACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE POZOS, CONSIDERANDO EL ANÁLISIS DE RIESGO Y GERENCIA DE LA INCERTIDUMBRE (MEIREP)."

Fariñas Gago José Gregorio, Gómez de la Vega Hernando
Reliability and Risk Management México S.A. de C.V.
e-mail: jose.farinas@reliarisk.com, hernando.gomezdelavega@reliarisk.com

Resumen

La Metodología Estocástica Integral de Proyectos de Reactivación y Optimización de Pozos, Considerando el Análisis de Riesgo y Gerencia de la Incertidumbre (MEIREP) es una metodología competente, y bien soportada en el área de reactivación y optimización de pozos la cual tiene como objetivo realizar un análisis de las posibles anomalías de producción presentes en los pozos petrolíferos y de las posibles soluciones en cuanto a productividad se refiere para evaluar la factibilidad técnica - económica de soluciones integrales, considerando el análisis probabilístico de riesgo y la gerencia de la incertidumbre, bajo el enfoque de gerencia de proyecto Frornt End Loading o VCD.

El MEIREP tiene dos puntos diferenciadores de otras metodologías de reactivación de pozos, uno es el enfoque de metodologías de proyectos VCD y el otro es la gerencia de la incertidumbre y el análisis probabilístico de riesgo.

El primer paso de la metodología es la selección apropiada de candidatos (pozos), lo cual impactará en la calidad del dato. Es por ello que el diagnóstico adecuado juega un papel importante en la identificación de anomalías de producción que causan la baja productividad de los pozos, la drástica disminución de producción o el cierre de los mismos. Posteriormente se diseñan las medidas correctivas que ayuden a mejorar el índice de productividad de los pozos y los requerimientos de energía en el sistema pozo-superficie. Luego se analiza la viabilidad económica de las propuestas y por último la jerarquización de los candidatos a reactivación y la identificación de candidatos a abandono, así como la optimización del portafolio de pozos a reactivar.

Introducción

En la actualidad la industria de los hidrocarburos se enfrenta a una serie de problemas, debido a la fuerte declinación de la producción, menos descubrimiento de nuevos yacimientos que pueden ser desarrollados con técnicas convencionales y la gran demanda de hidrocarburo. Dados estos problemas, algunas empresas petroleras están considerando los campos marginales como prospectos potenciales rentables, campos con un gran número de pozos cerrados por problemas de yacimiento y/o mecánicos que disminuyen su productividad, dichos pozos poseen un significativo volumen de reservas recuperables que pueden ser obtenidas realizando un buen análisis y diagnóstico del sistema área de drenaje – pozo - superficie, el cual conlleva a la aplicación de tecnologías convencionales y no convencionales. La metodología estocástica integral de proyectos de reactivación y optimización de pozos, considerando el análisis de riesgo y gerencia de la incertidumbre (MEIREP) permite mejorar la rentabilidad de campos con pozos marginales o de baja producción, cerrados o inactivos, dicha metodología ayuda que la reactivación de pozos con reservas aun por recuperar sea viable económicamente. Adicionalmente, permite enfocar el direccionamiento de recursos hacia las

oportunidades que representan menor riesgo y mayor rentabilidad, tomando en cuenta las fluctuaciones que pueden presentarse en los precios de los hidrocarburos en la toma de decisiones.

La reactivación de pozos es una actividad que permite poner en producción pozos que se encuentran cerrados o con bajo gasto de producción, pero que aún constituyen puntos de drenaje para los hidrocarburos de un yacimiento. Los trabajos de reactivación tienen especial importancia cuando se trata de reactivar campos petroleros que han permanecido cerrados por anomalías de producción o por falta de aplicación de tecnologías de producción adecuadas y/o no convencionales. Adicionalmente, es ampliamente reconocido en la industria de los hidrocarburos que el comportamiento futuro de producción de un pozo no debe ser estimado de manera determinista, ya que siempre habrá una incertidumbre asociada a las distintas variables que a ser analizadas para intervenirlo. Dicha incertidumbre ha recibido en los últimos años mucho esfuerzo para su cuantificación, ya que las desviaciones asociadas al proceso de reactivación y producción de un pozo es una parte importante en la toma de decisiones, sobre todo basadas en el impacto que estas pueden tener en los indicadores económicos.

La reactivación y optimización de pozos ha evolucionado mucho en el área estocástica, en la actualidad la utilización de la probabilidad y la inferencia estadística en el desarrollo de la metodología de reactivación de pozos ha evolucionado desde estadística tradicional hasta estadística bayesiana[1],[2], y por su parte la toma de decisiones ha pasado de utilizar modelos de riesgo cualitativos al uso intensivo de análisis cuantitativo de riesgos[3],[4] y modelos de decisión multicriterios.

De igual manera tiene gran importancia el aspecto de productividad de pozo, a partir del cual se identifican y diseñan soluciones agrupadas en un portafolio de acciones que se traducen en beneficios reflejados en mayores ingresos por cada unidad de costo asociado[5]. En el análisis de productividad de pozo se involucran dos cadenas muy importantes, el yacimiento (medio poroso y permeable que contiene hidrocarburos en subsuelo) y las facilidades de subsuelo y superficie[1]. A fin de garantizar la máxima capacidad de aporte de los yacimientos y que los diseños de los pozos y sus terminaciones permitan manejar la máxima cantidad de hidrocarburo, se debe mantener la energía del yacimiento o de ser necesario aplicar estrategias para el reemplazo de dicha energía[6].

En cada una de las etapas del proceso para el análisis de reactivación, se aplican las mejores prácticas y las mejores tecnologías que resulten en la activación u optimización del sistema área de drenaje-pozo-superficie, bien sea por el incremento en el gasto de producción, por la activación de un nuevo horizonte de producción o por el abandono definitivo del pozo.

Etapas del MEIREP

La metodología MEIREP, se dividirse en las siguientes etapas generales integradas en las tres fases de gerencia de proyectos VCD:

I.- Visualización. Fase I

1. **Elaborar Bases de Datos y Caracterización Probabilista de Variables.**

La administración de los datos de los pozos y yacimientos es una actividad primordial en los procesos de producción en la industria petrolera. Estos datos y la información generada a partir de ellos, son vitales para estimaciones de rendimiento, eficiencia, diagnóstico, diseños de ingeniería, planificación, y en general, vitales para la toma de decisiones tácticas y estratégicas que afectan la rentabilidad de las

inversiones y del negocio. De allí la importancia de la gerencia del dato.

Datos e información son generalmente almacenados en bases de datos corporativas, donde se centralizan, resguardan, y se administran como “activos de información”. A partir de estas grandes bases de datos, se obtiene toda la información necesaria para los distintos análisis considerados en el MEIREP. Esta metodología considera almacenar toda la información disponible en pequeñas bases de datos asociada a petrofísica, reservas, perforación, terminación, productividad, yacimiento, para su utilización, análisis y caracterización probabilista.

MEIREP dispone de varias plantillas que requieren de información de una serie de variables claves asociadas a la productividad del sistema de producción, las cuales ayudarán a establecer los cálculos probabilístico de afluencia, los pronósticos de producción y los indicadores económicos de una propuesta de reactivación u optimización. Cada una de las variables involucradas en el proceso de reactivación es tratada previamente en forma estadística y caracterizada con un modelo de distribución de probabilidad.

Para la caracterización de las variables consideradas en MEIREP, generalmente se dispone de mediciones de campo, las cuales se someten a una prueba de Bondad de Ajuste para seleccionar el modelo probabilista que mejor se ajusta a los datos. Sin embargo, es importante mencionar que en muchos casos la evidencia está constituida por muestras pequeñas y es necesario utilizar un método alternativo de caracterización para muestras con pocos datos.

Esta fase de visualización, básicamente consiste en recopilar y analizar los datos existentes de los pozos inactivos en forma probabilista, desde su contexto de yacimientos hasta sus condiciones de superficie, que ayuden a realizar un análisis integral de las anomalías de producción existente. La calidad y cantidad de la información disponible es de suma importancia para el éxito de esta fase, ya que permite dimensionar la problemática de la productividad de los pozos.

La información asociada a la actividad de reactivación deberá incluir, al menos, los siguientes aspectos:

- **Pozos Cerrados (Inactivos)** objeto del estudio.
- **Datos de terminación Mecánica**: Incluyendo esquemático de producción original y actual, registros a hoyo abierto y entubado, yacimientos traspasados, disparos, etc.
- **Información de Geología - Yacimiento - Petrofisica**: Mapas estructurales, mapas Isópacos, mapas de isopropiedades (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, calidad de roca, otros.), mapas de paleoambiente, análisis sedimentológicos y granulométricos, secciones estructurales y estratigráficas, análisis de núcleos, etc.
- **Datos históricos de Producción / Inyección / Presión:** Historias de producción e inyección de fluidos por yacimiento y por pozo, historia de presiones (fluyentes, restauración, estáticas), acumulados de producción/Inyección, mapas de burbujas, etc. (aceite, gas y agua).
- **Datos de Fluidos:** Análisis PVT de los fluidos de yacimiento, análisis del agua de formación, viscosidades, densidades, etc.
- **Historia de eventos:** Datos de perforación y terminación de los pozos, reparaciones posteriores, reacondicionamientos, limpiezas, estimulaciones (reactivas y no reactivas), fracturamiento hidráulico etc.
- **Problemática de producción:** Problemas presentados durante la producción de los pozos (producción

de arena, parafina, asfáltenos, fluidos indeseables, etc.).

- **Información de Superficie:** Presión de separación, diámetro y longitud de la línea de flujo de los pozos, diámetro de estrangulador, presiones de línea, etc.

Esta es una lista general de información deseable; por experiencia, no toda estará siempre disponible. La disponibilidad o no de toda la información no será impedimento para abordar el análisis en la mayor profundidad posible y aplicar MEIREP. El impacto estará reflejado en la certidumbre de las recomendaciones que surjan, la cual aumenta o disminuye dependiendo de la disponibilidad de dicha información. En ese sentido la metodología contempla recomendar la adquisición de información adicional en un momento dado, lo cual dependerá de la importancia del dato y de los tiempos establecidos.

Es importante resaltar que los datos de las variables de incertidumbre son manejadas en forma probabilista, para lo cual se determinan las funciones de distribución de probabilidad que describen el comportamiento de dichas variables, estableciendo dependencias y correlaciones entre éstas, dichas distribuciones o modelos probabilistas se seleccionarán para cada variable a partir de la información disponible y accesible. La información disponible puede ser, en el mejor de los casos, evidencia recolectada en el mismo yacimiento; pero en otros casos puede ser información análoga recolectada en otros yacimientos o puede ser opinión de expertos. La caracterización de variables con incertidumbre es un proceso riguroso que depende del tipo de información disponible. Entre las técnicas estadísticas para tratar los diferentes tipos de información se mencionan:

- Técnicas estadísticas para tratar datos históricos o muestras recolectadas del proyecto.
- Técnicas estadísticas para tratar Opinión de Expertos – Conocimiento Empírico.
- Técnicas estadísticas para tratar Información Análoga – Conocimiento Genérico

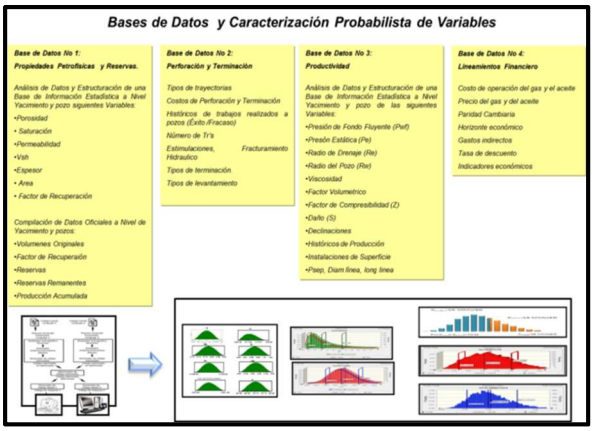


Fig. 1 Flujo de trabajo Base de Datos y Caracterización Probabilista de Variables

Finalmente, la actividad de base de datos y caracterización probabilista de variables contempla el siguiente flujo de trabajo. Ver Figura 1.

2. Análisis de Riesgo de los Pozos Inactivos.

En fase de visualización de la metodología se utiliza un modelo de evaluación que permite establecer un Índice de Jerarquización sustentado en la complejidad de los pozos a reactivar de acuerdo a los distintos aspectos a tomar en cuenta para la evaluación. Esta complejidad se traduce en mayor o menor riesgo al momento de establecer un portafolio de pozos a reactivar.

La metodología utiliza la generación del Índice de Complejidad sustentado en dos aspectos fundamentales:

1.- Árbol de Análisis de Complejidad

2.- Índice de Complejidad.

1.- Árbol de Análisis de Complejidad

La construcción del Árbol de Complejidad tomó en cuenta la opinión de un panel de expertos que definieron las distintas jerarquías dentro del mismo e hicieron su diseño.

La Figura 2 muestra el primer nivel del modelo de complejidad compuesto por Elementos tales como la Terminación del Pozo, la Tubería de Revestimiento, Factores de Producción y Factores de Yacimiento, los cuales de acuerdo a su característica física, hidráulica y mecánica agregan mayor o menor complejidad a cada pozo a reactivar.

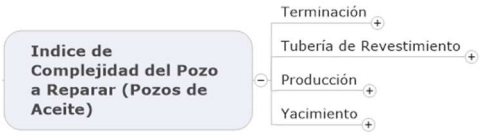


Figura 2. Primer Nivel de Análisis - Elementos

Cada uno de estos elementos a su vez se descomponen en sub-elementos que contribuyen al establecimiento del Índice de Complejidad del pozo a reactivar.

Es así como se tiene que para la Terminación, los sub-elementos (ver Figura 3) son los siguientes:

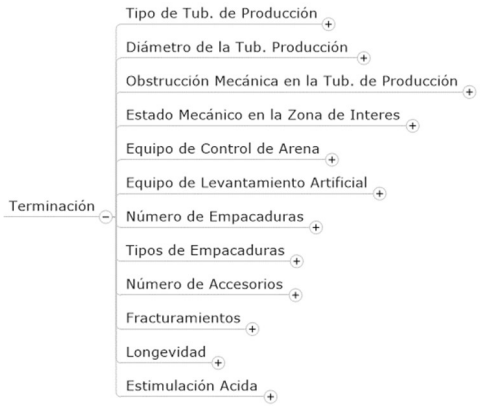


Figura 3. Segundo Nivel de Análisis – Sub-Elementos de Terminación

Para el caso del elemento Tubería de Revestimiento (ver Figura 4) se tiene:

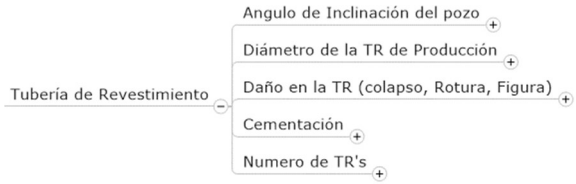


Figura 4. Segundo Nivel de Análisis – Sub-Elementos de Tubería de Revestimiento

Para la contribución del elemento Producción al Índice de Complejidad se tienen los sub-elementos mostrados en la Figura 5.

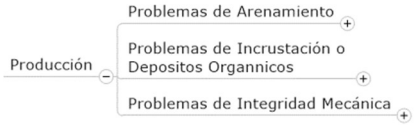


Figura 5. Segundo Nivel de Análisis – Sub-Elementos de Producción

Finalmente, para el elemento Yacimiento se tienen los siguientes sub-elementos

Figura 6. Segundo Nivel de Análisis – Sub-Elementos de Yacimiento

Cada uno de los sub-elementos que componen la jerarquía en el árbol de complejidad está a su vez conformado por los componentes que permiten establecer una caracterización cualitativa o semi-cuantitativa de la complejidad. Dichos componentes pueden ser parámetros, factores o características que permiten tener la base de la evaluación individual del componente.

Se presentan los casos en los que la contribución de cada componente a la complejidad en un nivel determinado del

árbol sea mutuamente excluyente con los otros componentes. También la contribución puede ser compuesta, en el caso de que más de un componente de un mismo nivel en el árbol contribuya en simultáneo al Índice de Complejidad.

Como ejemplo de componentes mutuamente excluyente tenemos que para el Elemento Terminación, en el Sub-Elemento Diámetro de la Tubería de Producción, los distintos Componentes (en este caso diámetros) son excluyentes entre ellos, es decir, si el Diámetro es de 7" no puede ser de ningún otro valor tal y como se muestran en la Figura 7.

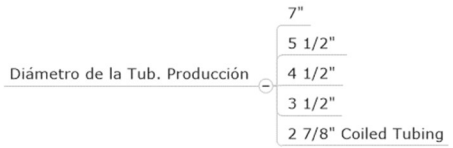


Figura 7. Elemento Terminación - Sub-Elemento Diámetro de Tubería Producción – Componentes los Diámetros

En este caso, los diámetros contribuyen de manera mutuamente excluyente.

Si tomamos otro ejemplo, en este caso para el Elemento Yacimiento, en el Sub-Elemento Información de Pozos Vecinos, más de un componente (en este caso cualitativos) pudieran coexistir, los cuales se muestran en la Figura 8.

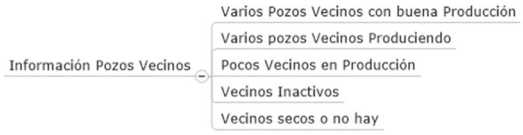


Figura 8. Elemento Yacimiento - Sub-Elemento Información Pozos Vecinos – Componente Información Cualitativa

Para el caso del Sub-Elemento Información de Pozos Vecinos, más de un componente pudiera estar contribuyendo en simultáneo al Índice de Complejidad en el mismo nivel del árbol.

2.- Índice de Complejidad.

Una vez concluido el Árbol de Análisis de Complejidad se construye la ecuación para cada posible escenario de complejidad en el árbol, lo que permite obtener un número finito de alternativas. Una de las alternativas es la única que puede generar el Máximo Índice de Complejidad y las demás serán fracción de esta, indicando que son menos complejas.

A mayor complejidad para la reactivación de un pozo mayor es el Riesgo que se tiene para obtener los resultados que se esperan. Esto permite concluir que el Índice de Complejidad es a su vez un Índice de Riesgo.

Las contribuciones de cada componente a su Sub-Elemento, de cada Sub-Elemento a su Elemento y de cada Elemento al Índice de Complejidad en el Árbol origina la ecuación del Índice de Complejidad.

En cada nivel del árbol la ponderación entre Elementos, Sub-Elementos y Componentes se calcula utilizando el Proceso Analítico de Jerarquía (Analytical Hierarchy Process – AHP), el cual se aplica con un panel de expertos calificados. Con esta metodología se dan los pesos relativos a cada uno de los elementos, sub-elementos y componentes con respecto a sus otros compañeros de nivel [15].

La construcción de un modelo jerárquico, permite de una manera eficiente y gráfica organizar la información en cada nivel, descomponerla y analizarla por partes, visualizar los efectos de cambios en los niveles y sintetizar. El procedimiento para usar el AHP puede ser resumido de la siguiente manera:

La lógica en la construcción del Árbol Jerárquico de Complejidad. Consiste de:

- Nivel superior (0) o punto de convergencia, el cual solo tiene un elemento: el objetivo general, el cual

es obtener el Índice de Complejidad o Índice de Riesgo.

- El siguiente nivel tiene varios elementos que contribuyen al Índice de Complejidad.
- Cada Elemento tiene varios Sub-Elementos que contribuyen a su Índice de Complejidad que pueden o no presentarse en simultáneo o independientemente.
- Y cada Sub-Elemento contiene varios Componentes que contribuyen a su Índice de Complejidad que igualmente pueden o no presentarse en simultáneo o de manera independiente.
- Cada nivel puede tener su subíndice de complejidad en caso de requerirse

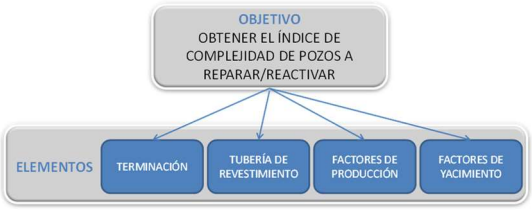


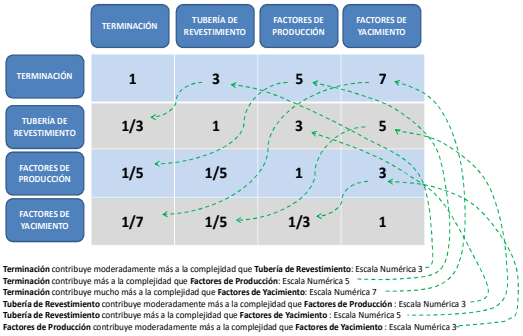
Figura 9. Cada Elemento contribuye al Índice de Complejidad

- Determinación de importancia relativa de Elementos, Sub-Elementos y Componentes. Se deben comparar pares de Elementos, Sub-Elementos y Componentes de un nivel, diciendo cuanto es más importante uno en relación al otro respecto al nivel superior que comparten. Es decir, cuánta más complejidad agrega uno con respecto al otro. Para ello se utiliza la escala de comparación mostrada en la Figura 10.

Escala Numérica	Definición	Descripción
9	El Elemento, Sub-Elemento o Componente contribuye de manera extrema a la Complejidad del Pozo	La evidencia favorece uno sobre el otro en el orden más alto de afirmación
7	El Elemento, Sub-Elemento o Componente contribuye muy fuertemente a la Complejidad del Pozo	La evidencia favorece uno sobre el otro de manera contundente
5	El Elemento, Sub-Elemento o Componente contribuye fuertemente a la Complejidad del Pozo	La evidencia favorece uno sobre el otro de manera evidente
3	El Elemento, Sub-Elemento o Componente contribuye moderadamente a la Complejidad del Pozo	La evidencia favorece uno sobre el otro de manera muy leve
1	El Elemento, Sub-Elemento o Componente contribuye de igual manera a la Complejidad del Pozo	La evidencia muestra que ambos tienen la misma influencia
2,4,6,8	Otros niveles de segregación	Si es requerido por la amplitud del espectro comparativo

Figura 10. Escala comparativa entre Elementos, Sub-Elementos y Componentes de un mismo nivel

- Determinación de ponderaciones de cada Elemento, Sub-Elemento y Componente con respecto al nivel superior.



	TERMINACIÓN	TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	FACTORES DE PRODUCCIÓN	FACTORES DE YACIMIENTO
TERMINACIÓN	1	3	5	7
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	1/3	1	3	5
FACTORES DE PRODUCCIÓN	1/5	1/5	1	3
FACTORES DE YACIMIENTO	1/7	1/5	1/3	1

Terminación contribuye moderadamente más a la complejidad que **Tubería de Revestimiento**: Escala Numérica 3
Terminación contribuye más a la complejidad que **Factores de Producción**: Escala Numérica 5
Terminación contribuye mucho más a la complejidad que **Factores de Yacimiento**: Escala Numérica 7
Tubería de Revestimiento contribuye moderadamente más a la complejidad que **Factores de Producción** : Escala Numérica 3
Tubería de Revestimiento contribuye más a la complejidad que **Factores de Yacimiento** : Escala Numérica 5
Factores de Producción contribuye moderadamente más a la complejidad que **Factores de Yacimiento** : Escala Numérica 3

Figura 11. Importancia Relativa de un Elemento con respecto al otro en su contribución al Índice de Complejidad

- Determinación de indicadores de consistencia CR.

Al tener un grupo de pozos candidatos a reactivación, los mismos son evaluados, generándose su propia ecuación dependiendo de las características que tiene en sus Elementos, dando como resultado el Índice de Complejidad o índice de Riesgo. Este afectará la jerarquización de los pozos a reactivar ya que a mayor Índice de Complejidad, menos favorecido es el pozo para ser sometido a reactivación.

Entre las variables consideradas en la matriz se tiene: problema de arenamiento, problemas de incrustación o depósitos Inorgánicos, problema de carga de líquido (HoldUp), fluidos zonas de interés, % AyS en pozos vecinos, daño a la formación, zonas de baja calidad de roca, bajos niveles de energía, permeabilidad en el área de drenaje, entre otras.

Posteriormente se realiza una jerarquización de oportunidades de reactivación en función del Índice de Complejidad, teniéndose que esta jerarquización estará en función de sus aspectos críticos de éxito, es decir, aquellos pozos que a partir de su revisión superficial en los aspectos mecánicos, de producción y de yacimiento muestren las mejores expectativas de recuperación exitosa del potencial de producción, pasarán a las fases de conceptualización y definición para ser estudiados en detalle. Por supuesto aquellos pozos que queden mejor ubicados en la jerarquización serán estudiados primero.

Por otro lado, de esta jerarquización también se obtendrán aquellas oportunidades de candidatos a abandono, en ese sentido se tendrán dos listas de pozos, una asociada a posibles abandonos y la otra a potenciales pozos para reactivación.

II. Conceptualización y Definición. Fase II y III

1. Análisis geológico.

El estudio integral de un yacimiento - pozo y su adecuada explotación requiere del conocimiento de las características geológicas del mismo. En la evaluación y explotación de los cuerpos de arenas que constituyen los yacimientos petrolíferos de los diferentes campos, se ha detectado que sus variadas formas de deposición y el comportamiento de producción y presión son producto de la distribución heterogénea de las características geológicas y petrofísicas; por estas razones la producción de cada pozo del yacimiento es diferente y tiene relación directa con las características sedimentológicas y petrofísicas. La identificación de estas características, su representación en modelos geológicos y mapas, la definición de las zonas óptimas en el área del yacimiento, la determinación de sus límites y la cuantificación del volumen de hidrocarburo son los objetivos primarios del estudio geológico de yacimiento y por ende los pozos[7].

Es de fundamental importancia tener un buen conocimiento sobre *electrofacies*, ya que según el comportamiento de los registros de Potencial Espontáneo (SP) y Gamma Ray (GR) se pueden identificar los ambientes donde fueron depositados los sedimentos.
Aspectos del análisis geológico que considera MEIREP:

- Ubicación Geográfica.

Está asociado a la ubicación del pozo análisis en el mapa estructural. Como se puede visualizar en la Figura 12.

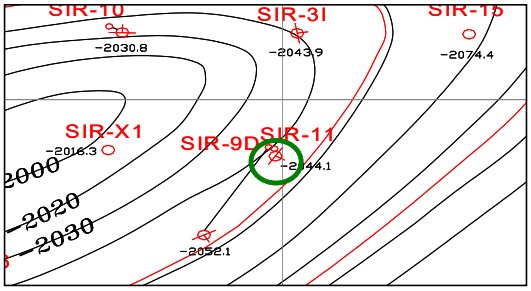


Figura 12 Ubicación Geográfica del pozo. Mapa Estructural

- Diagénesis

La información que se debe analizar, consiste en una descripción litológica de los núcleos, así como los informes petrográficos, en donde se describe los componentes detríticos de la roca

- Secciones Estructurales

Las secciones estructurales muestran las variaciones en posición relativa de elementos en un plano horizontal, en geología petrolera estos elementos están en el subsuelo, razón por la cual se habla de posiciones en cuanto a profundidad.

Para considerar los valores tomados de los registros, éstos deben normalizarse de acuerdo a las profundidades medidas respecto al nivel del mar restando la altura topográfica y la mesa rotatoria. Luego se ubica un datum estructural o profundidad de referencia para visualizar la geometría estructural de la arena en estudio; y por último se fijan los topes de la arena y se procede a trazar las curvas según las reglas de contornos, obteniéndose así las curvas estructurales. Ver Figura 13.

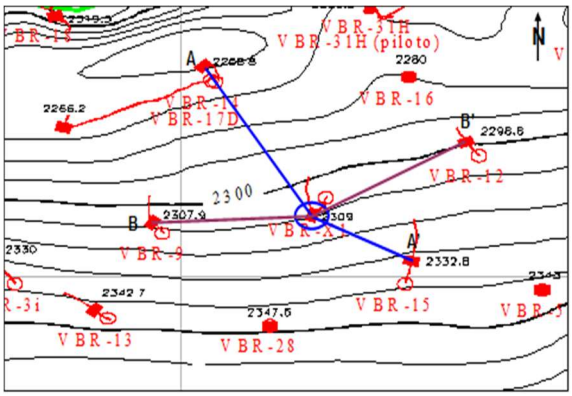


Figura 13. Mapa Estructural – Tope del Yacimiento en Estudio

- Secciones Estratigráficas

El análisis estratigráfico se lleva a cabo con la elaboración de Secciones Estratigráficas, dichas secciones se hacen con la finalidad de observar la extensión lateral de las arenas, así como distinguir las variaciones del espesor de las mismas, topes *formacionales*, y los cambios de facies en toda área de estudio. Estas secciones se construyen con un número considerable de pozos, a partir de un *datum* estratigráfico (Lutita). Como se puede visualizar en la Figura 14.

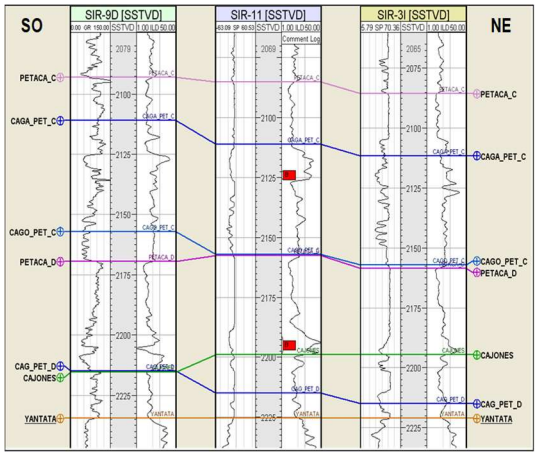


Figura 14. Sección Estratigráfica Yacimiento en estudio

2. Evaluación Petrofísica.

Dentro de las disciplinas involucradas en el Estudio Integrado de Yacimientos, se encuentra la petrofísica, la cual se define como el estudio de la roca y su interacción con los fluidos(gases, hidrocarburos líquidos y soluciones acuosas)[8], esta disciplina permite realizar evaluaciones petrofísicas a pozos que han atravesado el yacimiento en estudio, permitiendo de esta forma definir su prospectividad y calidad de roca en términos de porosidad, permeabilidad, saturaciones de fluidos, espesores de arena, arcillosidad, ubicación de contactos entre fluidos, entre otros; interviniendo en la extracción y el recobro. Debido a lo antes expuesto, el estudio petrofísico se ha convertido a lo largo de los años en una herramienta vital para la evaluación, desarrollo y seguimiento de la vida útil de los yacimientos y pozos.

El estudio se basa en el siguiente procedimiento:

- Recopilar, Validar y Revisar el área de estudio. Es importante contar con los estudios realizados en los yacimientos para conocer los Parámetros previos de interpretación.

- Inventario de los registros tomados en todos los pozos del área. Es importante contar con toda la información pertinente a los registros eléctricos en general. Los registros densidad-neutron y sónicos completos de los pozos. Registro tipo del área. Ver Figura 15.

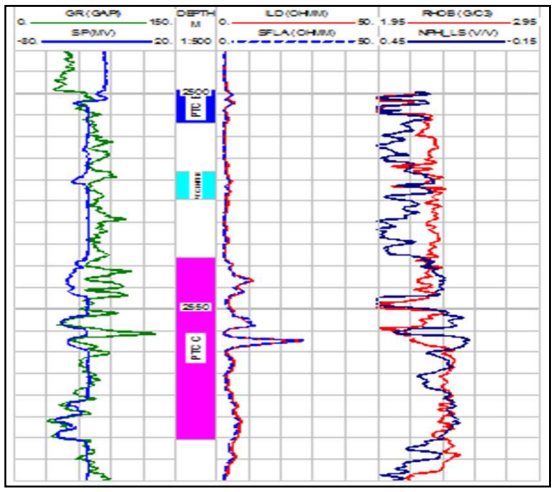


Figura 15. Registros Eléctricos

La combinación de los registros de litología Gamma Ray (GR) y el Perfil Espontáneo (SP), permiten definir la presencia de arenas.

- Revisión de las descripciones de muestras de roca, la cual incluye análisis de corona y testigos laterales, a fin de conocer el tipo de litología en el yacimiento y en cada intervalo presente en los pozos.
- Revisión de Análisis Especiales de coronas y/o núcleos. Difracción de Rayos X, Petrografía de secciones finas, para calibrar las propiedades de la roca con registros y definir los tipos de arcilla en la formación y tipo de grano en el yacimiento y parámetros para evaluaciones petrofísicas (m, n, a, entre otros).
- Carga y Análisis de los registros convencionales y especiales en el Software de Evaluación, a fin de jerarquizar los pozos a los cuales se les va a realizar el cálculo de las propiedades petrofísicas en cada formación por cada pozo del área, con el fin de definir la reactivación del pozo, en conjunto con el equipo de trabajo.
- Realización de Cross-plot (Gráficos cruzados) de porosidad y permeabilidad de análisis de rocas, para generar la regresión y poder obtener los valores de permeabilidad de cada pozo-formación.
- Del resultado de las evaluaciones realizadas se obtiene el sumario petrofísico para Identificar oportunidades de reactivación de pozos inactivos y aumentar la productividad de pozos en producción, de manera tal que permitan tomar acciones sobre los mismos para su puesta en producción y/o inyección, acondicionamiento y/o abandono definitivo.
- Documentación por cada pozo o prospecto que contenga el análisis de las alternativas de reparación/rehabilitación y/o abandono, e información adicional o complementaria requerida para completar el análisis de las propuestas.

3. Análisis de la terminación.

Durante la vida productiva de los pozos de hidrocarburos ocurren diversas situaciones por las cuales se reduce su capacidad de producción o deben ser abandonados. Cuando esto sucede es necesario realizar un reacondicionamiento al pozo, el cual se define como todo tipo de trabajo que se realiza a un pozo, con la finalidad de restaurar o incrementar la producción o inyección, involucrando cambios y/o acciones en la zona productora, ejemplo: control de producción de agua, gas, o arena. Apertura de arenas adicionales en el mismo yacimiento, re-terminación en otro yacimiento, etc. [9]. De ahí que es importante la reparación de pozos inactivos

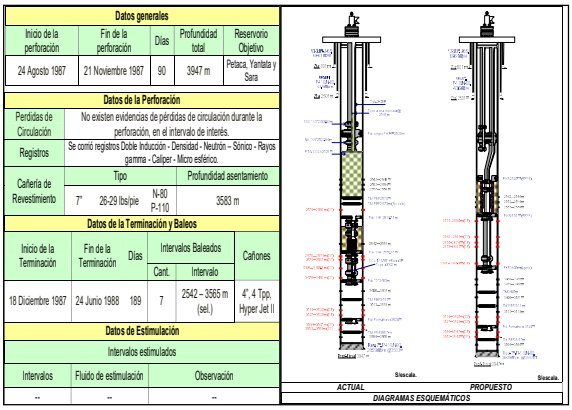
como uno de los medios más eficaces de mantener y aumentar el potencial de producción de los campos petroleros. Los tipos más frecuentes de reparaciones de pozos son: instalación o cambio del forro ranurado y empaque con grava, exclusión de intervalos productores de agua, reparación del revestidor de producción, reentradas, etc.

Generalmente, los pozos productores pueden cambiar de estado una o varias veces pasando por cambios en el sistema de levantamiento hasta la solución de alguna anomalía de producción, y ese cambio o cambios puede requerir varias reparaciones mayores al pozo. También puede darse el caso de que al abandonar el yacimiento donde fue originalmente terminado el pozo, no existan posibilidades de una re-terminación hoyo arriba y el pozo pueda ser utilizado para desviarlo y ahondarlo para explorar horizontes desconocidos más profundos o hacer una terminación más profunda en yacimientos ya conocidos. Todas estas opciones de terminación para la reactivación del pozo son analizadas en MEIREP, claro dependerá de la integración de todas las especialidades involucradas en la metodología.

En conclusión la actividad de análisis de la terminación consiste en la revisión exhaustiva de la condición mecánica actual del pozo, a fin de determinar su integridad y la factibilidad mecánica de reactivación. Si existe alguna limitación mecánica, determinar su complejidad y evaluar las posibilidades reales del pozo como punto de drenaje válido y eficiente. Evaluar la historia de las reparaciones hechas al pozo y revisar los intervalos disparados. Evaluar si la perforación y terminación del pozo es o fue un factor limitante o determinante en la problemática de producción del pozo (daño ocasionado por pérdidas durante la perforación, disparo, tipo de terminación, etc), adicionalmente analizar las opciones de abandono si así el pozo lo amerita. Ver Figura 16.

Otra actividad considerada en el análisis de la terminación es la estimación probabilista de costo de la intervención, a partir de la cual se obtienen todos los posibles valores de costo que pudiera tener el trabajo de optimización y/o reactivación del pozo.

Esta revisión y diagnóstico en la terminación se ejecuta en la etapa de conceptualización y posteriormente en la etapa de definición se revisa a nivel de detalle los resultados, se escribe el programa de terminación y se realiza la estimación de costo.



Datos generales				
Inicio de la perforación	Fin de la perforación	Días	Profundidad total	Reservorio Objetivo
24 Agosto 1967	21 Noviembre 1967	90	3947 m	Pelaca, Yantata y Sara

Datos de la Perforación				
Perdidas de Circulación	No existen evidencias de pérdidas de circulación durante la perforación, en el intervalo de interés.			
Registros	Se corrió registros Doble Inducción - Densidad - Neutrón – Sónico - Rayos gamma - Caliper - Micro esférico.			
Cañería de Revestimiento	Tipo			Profundidad asentamiento
	7"	26-29 lbs/pie	N-80 P-110	3583 m

Datos de la Terminación y Baleos					
Inicio de la Terminación	Fin de la Terminación	Días	Intervalos Baleados		Cañones
			Cant.	Intervalo	
18 Diciembre 1987	24 Junio 1988	189	7	2542 – 3565 m (sel.)	4", 4 Tpp, Hyper Jet II

Datos de Estimulación		
Intervalos estimulados		
Intervalos	Fluido de estimulación	Observación
--	--	--

Figura 16. Análisis de la Terminación

4. Análisis de Yacimiento

El objetivo final del Ingeniero de Yacimientos es suministrar información y conocimientos necesarios para controlar las operaciones y obtener el máximo recobro posible de un yacimiento. Al “menor costo”.

En MEIREP el campo de acción del ingeniero de yacimiento está formado fundamentalmente por cinco partes:

- Revisión del modelo estático y dinámico existente.
- Análisis de los pozos vecinos.
- Propiedades de los fluidos del yacimiento, PVT.
- Análisis de histórico de presiones.
- Radio de drene y cálculo de reservas remanentes del pozo análisis.

Para una ingeniería efectiva de yacimiento las partes mencionadas anteriormente no

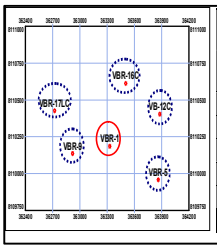
pueden ser analizadas por separado, ya que ellas están relacionadas a un sistema unificado en que todas son interdependientes.

Revisión del modelo estático y dinámico existente

A partir de la revisión del modelo estático y dinámico se busca interpretar los resultados de reservas de hidrocarburos, contacto de fluidos, propiedades iniciales de los fluidos, tipo de fluidos e historia de presión del yacimiento por pozo.

Análisis de pozos vecinos

Este análisis consiste en revisar la ubicación, el comportamiento histórico de la producción y presiones de los pozos que están más cerca del pozo análisis, realizar mapas de iso-variables de propiedades petrofísicas, variables de producción e inyección y variables de presión. Ver Figuras 17 y 18.



POZO	RADIO DE DRENAJE (m)	ACUMULADOS			Espesor baleado (m)	Años Activo Pozo	Estado
		Gas (MPC)	Petróleo (KBbl)	Agua (KBbl)			
VBR-01	300,3	1298,8	75,4	1,4	8,0	1,5	Iny. Gas C.
VBR-5C	186,1	1189,2	57,6	1,1	9,0	1,1	Iny. Gas C.
VBR-9	367,3	2450,4	114,9	4,7	2,0	3,1	Cerrado
VBR-12C	267,7	643,8	6,3	1,6	6,0	2,7	Abierto
VBR-16	441,2	5587,2	72,5	3,6	4,0	5,1	Abierto
VBR-17C	571,9	3561,8	53,6	2,1	8,0	4,2	Abierto

Figura 17. Análisis de Pozos Vecinos

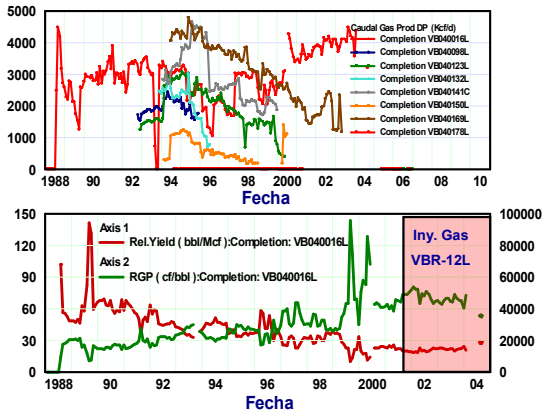


Figura 18. Historia de Producción de los Pozos Vecinos

Propiedades de los fluidos del Yacimiento

Para la comprensión del desarrollo de los yacimientos de aceite y/o gas, es necesario conocer las características químicas y físicas de los fluidos presentes en el mismo, debido a que los hidrocarburos son mezclas muy complejas en donde la presión y la temperatura presentan variaciones en la composición de la mezcla durante su extracción desde el yacimiento hasta la superficie. El análisis de pruebas PVT consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de presión (depleción de un yacimiento volumétrico e isotérmico[10]. De los análisis PVT se obtienen los resultados básicos obtenidos del laboratorio efectuados a muestras de fluido del yacimiento, tales como: gravedad API (API), relación gas-petróleo en solución (Rs), factor volumétrico de formación de petróleo (Bo), factor volumétrico de formación del gas (Bg), factor volumétrico de formación de agua (Bw) y factor volumétrico de formación total (Bt)[11]. Estas propiedades de los fluidos de yacimiento obtenidas a través de estas pruebas, también pueden ser determinadas por correlaciones.

La validación del PVT pasa por un análisis de representatividad y consistencia: para el caso de la representatividad es necesario validar la temperatura de la prueba, verificación de las condiciones de recombinación; para la consistencia se realizan varios métodos de cálculo como prueba de linealidad de la función “Y”, prueba de balance de material, criterio de Hoffman. Ver Figura 19.

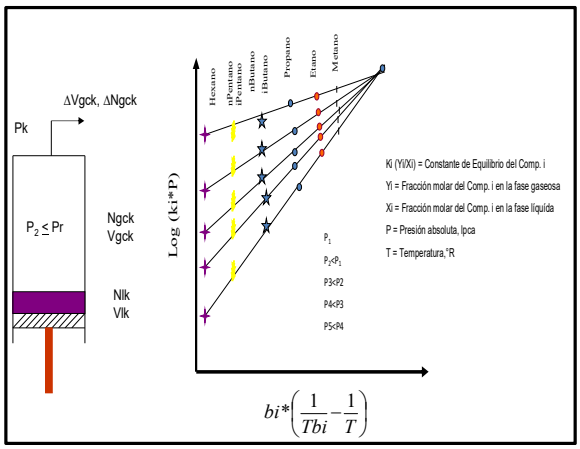


Figura 19. Propiedades de los Fluidos. Consistencia

Modelo del Histórico de Presiones.

En este caso, una vez recolectados todos los puntos de presiones tomados en el pozo análisis, se realiza una depuración y validación de los datos, posteriormente se procede a llevarlos a una profundidad de referencia denominada *Datum,* luego se gráfica en función del tiempo y del hidrocarburo acumulado. De esta manera se obtiene un perfil de presión representativo del pozo estudio que permite analizar como declina la presión en función del tiempo y los fluidos producidos. Ver Figura 20.

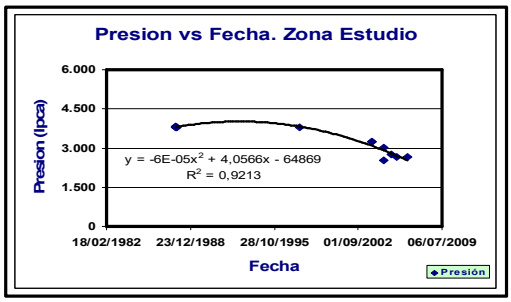


Figura 20. Modelo de Presión Zona Estudio

Radio de drene y cálculo de reservas remanentes en el pozo análisis

Para el caso del pozo estudio se hace el cálculo del radio de drene. A partir de este cálculo y la producción acumulada se determinan las posibles reservas remanente del pozo análisis, este resultado se compara con el obtenido de forma dinámica. Ver Figura 21.

Posteriormente en la etapa de definición, el análisis de yacimiento está orientado a integrar los resultados obtenidos en conceptualización. Esto contempla la revisión en detalle de los modelos estático y dinámico vigentes del yacimiento donde esté completado cada pozo, evaluando las condiciones actuales en el área de drenaje del mismo y la situación de sus pozos vecinos, considerando la información de calidad del yacimiento, su ubicación estructural y estratigráfica, movimiento de fluidos producidos y/o inyectados, presiones, y balance de reservas remanentes, a fin de determinar si las condiciones de yacimiento son determinantes en la definición del problema de producción del pozo estudio.

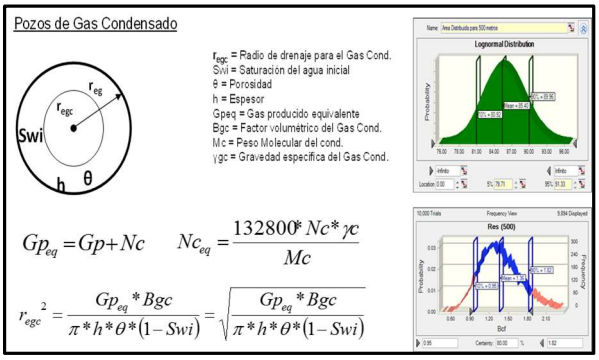


Figura 21. Calculo del Radio de Drenaje y Reservas

5. **Análisis de productividad. Identificar anomalías de producción. Optimización de producción. Cálculo del gasto inicial y pronóstico de producción.**

Esta actividad consiste en analizar históricamente la problemática de producción presentada por el pozo, desde su terminación inicial hasta la fecha del cierre: Producción de agua, Asfáltenos, Parafinas, Carbonatos, Arena, Daño, Emulsiones, etc. Así como evaluar el impacto en la producción cuando están presente dichos problemas, y evaluar

efectividad de tratamientos previos, limpiezas, estimulaciones, fracturamientos, empaques, etc.

Los históricos de producción proporcionan información que pueden reflejar la existencia y extensión relativa a los problemas de producción. A partir de estos datos se pueden generar una serie de gráficas que permiten visualizar el comportamiento de algunos parámetros que indican ciertas condiciones del yacimiento asociadas al pozo en estudio.

Las curvas de históricos de producción se deben revisar para determinar la existencia de un posible daño y detectar el período exacto en el cual se generó el problema. Estas curvas pueden ser graficadas en plano cartesiano o en escala semi-logarítmica mostrando en el eje de las ordenadas el logaritmo del gasto de producción contra una escala de tiempo que generalmente está en años y subdividida en meses.

Es importante observar si los cambios bruscos en la curva de historia de producción están asociados a eventos de reparación o estimulación del pozo, ya que es el mejor indicio del proceso que género el daño.

Ahora bien, los problemas de bajo gasto de producción pueden resultar de varios factores, a nivel del yacimiento o del mismo pozo, que alteran la normal producción del sistema pozo yacimiento.

Estos factores son:

- Baja permeabilidad de la formación.
- Baja presión del yacimiento.
- Problemas de Holdup (pozos de gas)
- Daño de la formación.
- Taponamiento de la vecindad del pozo o de la tubería de producción.
- Alta viscosidad del petróleo.
- Excesiva contrapresión sobre la formación.
- Inadecuado sistema de levantamiento.
- Cuellos de botellas en superficie o alta presión de separación.

Es importante distinguir entre bajo gasto de producción y bajo índice de productividad. El bajo gasto de producción en un pozo puede ser causa de defectos en el sistema levantamiento o en el diseño de tuberías, mientras que el índice de productividad en un pozo debe ser analizado comparándolo con pozos vecinos terminados en el mismo yacimiento, o con el mismo pozo, cuando inició su vida productiva.

MEIREP contempla en el modelo de productividad el cálculo del gasto y pronóstico de tipo distribuido, Este cálculo está basado en modelos probabilistas de afluencia y Simulación de Montecarlo. El Modelo es una herramienta computacional que permite a los Ingenieros calcular el gasto inicial del pozo en análisis de manera probabilista y el pronóstico de producción. Entendiéndose como pronóstico de producción, el ciclo de vida útil del pozo, obtenido a partir de un gasto inicial, que “declina” a una velocidad equivalente a un factor (D) conocido como “factor de declinación o velocidad de declinación”. El perfil resultante es también conocido como “curva de declinación del pozo”. Este procedimiento se fundamenta en que los factores que han afectado la producción en el pasado lo continuarán haciendo en el futuro[10].

Para la estimación probabilística del gasto Inicial de un Pozo, deben utilizarse ecuaciones de afluencia apropiadas, considerando la configuración del pozo y las condiciones del yacimiento. En la Figura 22 se puede visualizar el modelo de productividad.

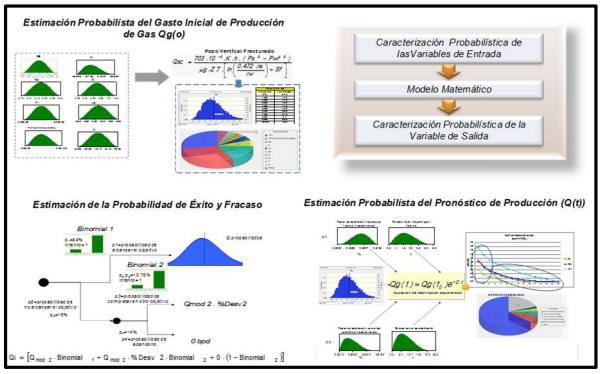


Figura 22. Modelo de Productividad Probabilista para pozo en análisis

Por otro lado la metodología contempla evaluar las condiciones de operación del pozo o sus métodos de producción antes del cierre, mediante análisis nodal. Esto consiste en comparar y evaluar la factibilidad de métodos alternos en el caso de determinarse que el método utilizado no es el más indicado a las condiciones actuales. Resaltando que una verdadera optimización de la producción sé logra cuando el sistema de producción armoniza con las condiciones del yacimiento y las de superficie. Tratar de explotar un campo con un sistema artificial de producción inadecuado, podría originar resultados ineficientes en el proceso, por lo tanto el análisis preliminar contempla el cotejo de las características del pozo con las propias del sistema, derivadas de su principio de operación y sus componentes [12],[13].

Conociendo las condiciones de operación de la red de superficie (presiones de separación, longitud de líneas de producción, etc.), determinar si el campo permite operar el pozo en sus condiciones óptimas o si será necesaria la instalación de nueva infraestructura, a fin de considerarla en el análisis económico de una eventual reactivación.

El cálculo del gasto determinista y probabilista de producción y el pronóstico probabilista se realiza en la fase de conceptualización, ver Figura 23. Posteriormente el ajuste a los cálculos anteriores y el análisis de sensibilidades se ejecuta en la fase de definición.

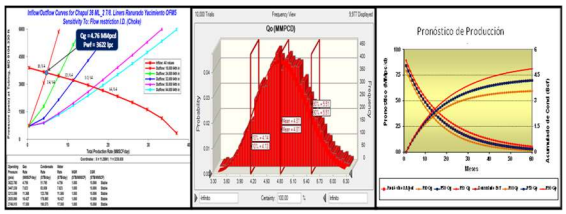


Figura 23. Gasto Determinista - Probabilista y Calculo del Pronóstico de Producción

6. Integración de información y análisis de las disciplinas; Geología, Petrofísica, Terminación, Yacimiento y Productividad para la recomendación final.

Cuando se habla de mejoramiento de productividad, se hace estrictamente necesario desarrollar una visión integrada del sistema de producción: yacimiento-pozo-superficie, y en consecuencia, el diagnóstico y la solución también deben ser integrales, ya que ello es determinante en la reactivación y/u optimización de pozos.

MEIREP se desarrolla con un equipo multidisciplinario, esto es beneficioso para la solución de un problema de anomalías de producción de un pozo, puesto que es sabido, que un pozo productor de hidrocarburo es solo una parte de un sistema complejo el cual comprende el yacimiento, el pozo y las instalaciones de superficie; ya que estos elementos están mutuamente interrelacionados y para obtener el gasto de flujo más eficiente es necesario considerarlos como un solo sistema integral de producción. En ese sentido se aúnan distintas disciplinas (geología, perforación, terminación, yacimiento, productividad, análisis de riesgo) enriqueciéndose los distintos profesionales de los conocimientos y experiencias de los demás y así, poder abordar el problema de la forma más efectiva posible.

Basado en el hecho de que un sistema no puede ser entendido por el estudio separado de sus partes, ya que cada parte proporciona una visión parcial del mismo; esta etapa de la metodología es la más importante, ya que a partir de este punto se combina y coordinan elementos distintos dentro de un conjunto más complejo y más armónico, es decir, se integra toda la información y los distintos análisis de las disciplinas involucradas, para obtener una solución integral al problema de anomalía de producción del pozo estudio. Este enfoque metodológico se puede visualizar en la Figura 24, donde se presenta la integración de las distintas disciplinas involucradas en un solo sistema para el análisis de reactivación del pozo estudio.

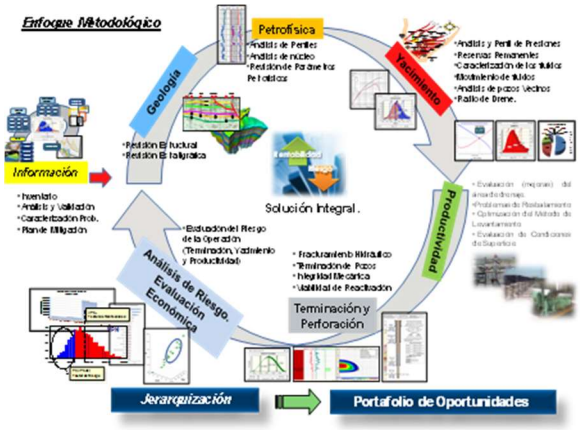


Figura 24. Modelo Integral de Productividad.

La integración de las disciplinas se realiza en las dos fases Conceptualización y Definición.

7. Evaluación Económica de Proyectos de Reactivación y Optimización de Pozos

Esta etapa considera el cálculo de los indicadores económico para cada uno de los candidatos a reactivación obtenidos como resultado del análisis de riesgo e incertidumbre de los componentes del sistema (Yacimiento, Terminación, Productividad).

Esta etapa se basa en la aplicación del Modelo de Estimación Económica Probabilista aplicado a proyectos de reactivación de pozos, el cual tiene como objetivo fundamental identificar y reconocer las fuentes principales de riesgo e incertidumbre de todas las variables que intervienen en el proceso, tanto de carácter operacional como de yacimiento, producción, entre otras, sobre los indicadores económico Valor Presente Neto, Eficiencia de la Inversión y TIR.

Este análisis se sustenta en un avanzado modelo de simulación que vincula y dimensiona la influencia de la incertidumbre de cada una de estas variables sobre los indicadores económicos antes descritos, y en consecuencia permite identificar riesgos potenciales, establecer un plan de captación selectiva de certidumbre y determinar las acciones necesarias para mitigar el riesgo del proyecto de reactivación del pozo. La Figura 25 representa de forma general el modelo de análisis.

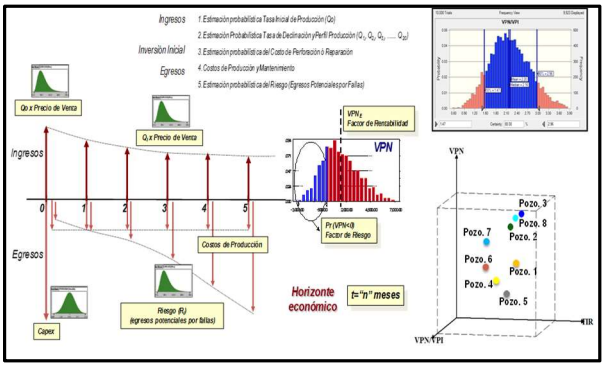


Figura 25. Modelo de Estimación Probabilista del Indicador Económico VPN, EI y TIR.

Esta jerarquización permite seleccionar los mejores candidatos para generar el portafolio de pozos a considerar. Los tres indicadores reflejan la bondad de cada pozo a través de su Rentabilidad, Eficiencia de la Inversión (el rendimiento de lo invertido vs lo recibido) y de alguna manera el riesgo del pozo como proyecto expresado a través de la Tasa Interna de Retorno.

A través de este modelo se obtiene:

- La rentabilidad de la intervención expresada a través de los indicadores económicos Valor Presente Neto (VPN), Eficiencia de la Inversión (VPN/VPI) y TIR.
- El factor de Riesgo Financiero: Probabilidad de tener valores de VPN negativos, o pérdidas derivadas del proyecto pozo.
- El tiempo de pago del proyecto de reactivación.

El cálculo de los indicadores económicos para cada candidato a reactivación se realiza en las dos fases: Conceptualización y Definición

8. Modelo de Jerarquización de Candidatos para Reactivación y Optimización de pozos

El modelo de Jerarquización de candidatos para reactivación se realiza en la etapa de definición y se fundamenta en un análisis de complejidad, riesgo y parámetros económicos para la estimación cuantitativa de un Índice de Jerarquización, es decir, complejidad y riesgo en cuanto a la recomendación mecánica, condiciones de las facilidades de superficie, productividad estimada, y la parte económica referida a los indicadores. Este índice busca maximizar los parámetros que incrementan los beneficios y minimizar los parámetros que disminuyen los riesgos. Considera 10 parámetros, los cuales son:

- Parámetros a maximizar:
  - Media del VPN, $\mu(\mathrm{VPN})$
  - Eficiencia de la inversión, EI
  - Tasa Interna de Retorno, TIR
  - Producción Acumulada de Aceite (si aplica), Np
  - Producción Acumulada de Gas (si aplica), Gp
  - Producción Acumulada de Condensado (si aplica), Nc
  - Disponibilidad de superficie. Ds
- Parámetros a minimizar:
  - Riesgo Mecánico. Rm
  - Desviación Estándar del VPN, $\sigma(\mathrm{VPN})$
  - Tiempo de Pago, Tp
  - Riesgo Financiero, FR

En función de esto se establecerá una jerarquización final de los pozos estudiados.

La expresión matemática tiene la siguiente forma:

$$\mathrm{IJ} = \frac{\mu(\mathrm{VPN}) * \mathrm{EI} * \mathrm{TIR} * \mathrm{Np} * \mathrm{Gp} * \mathrm{Nc} * \mathrm{Ds}}{\mathrm{Rm} * \sigma(\mathrm{VPN}) * \mathrm{Tp} * \mathrm{FR}}$$

El índice de jerarquización es muy sensible a valores negativos de algunos parámetros y a la división por cero, cuando algunos de los parámetros en el denominador es cero. Por lo que se procede a normalizar todos los parámetros para transformar los valores negativos a positivos, y desfasar los valores que son cero a uno, mediante la siguiente expresión, sin variar el peso relativo de cada uno de los valores de los parámetros en el índice de jerarquización normalizado.

$$z_x = \frac{\left(x - x_{j/\min}\right)}{\sum_i^n \sum_j^m x_{ij}} \mathrm{FE} + 1, \text{para } j = 1 \ldots m$$

Dónde:

zx= valor del parámetro normalizado.
x= valores de los parámetros
xj/min= mínimo valor por parámetro
$\sum_i^n \sum_j^m x_{ij}$= suma total de la matriz de parámetros
FE= factor de escala, se consideró 9,999.

Una vez transformados los valores naturales a valores normalizados, se calcula el índice de jerarquización normalizado.

$$\mathrm{IJ_N} = \frac{z_{\mu(\mathrm{VPN})} * z_{\mathrm{EI}} * z_{\mathrm{Np}} * z_{\mathrm{G_p}} * z_{\mathrm{Nc}} * z_{\mathrm{Ds}}}{z_{\mathrm{Rm}} * z_{\sigma(\mathrm{VPN})} * z_{\mathrm{Tp}} * z_{\mathrm{FR}}}, [-]$$

El índice de jerarquización normalizado tiene una escala de valores altos, por lo cual es necesario transformarlos nuevamente, para llevarlos a una escala de 1 a 100. Aplicando nuevamente la fórmula de normalización pero a los índices de jerarquización normalizados.

$$p_x = \frac{(x - x_{min})}{\sum_i^n x_i} FE + 1$$

Dónde:
px= valor del parámetro normalizado.
x= valores de los parámetros
xmin= mínimo valor por parámetro
$\sum_i^n x_i$= suma total de los índices normalizados
FE= factor de escala, se consideró 99.

Finalmente se tiene una matriz con los pozos candidatos a reactivación que muestra los pozos con su respectivo índice de jerarquización normalizado.

9. Portafolio de candidatos a reactivar y a abandonar.

Como parte de la etapa de Definición se presentan en forma jerárquica los pozos candidatos a reactivación y los candidatos a abandono; una vez que los resultados han sido validados y aceptados por el cliente.

La estrategia final es optimizar el portafolio de pozos a reactivar, para lo cual se seguiría la metodología de optimización multicriterio que presenta la referencia[14]. En esta referencia se pueden definir parámetros que no necesariamente están atados a lo técnico, pero que pueden ser altamente incidentes en el resultado para el negocio. Con ellas se establece la inclusión de aspectos como Ubicación Geográfica de un pozo con respecto a otro, la seguridad, disponibilidad de equipos para la ejecución y la disponibilidad de tecnología entre otros incluidos con Índices que adecuadamente ponderados y analizados muestran su incidencia relativa de un pozo con otro y complementan la Jerarquización. La misma no solo toma en cuenta los aspectos e indicadores económicos, sino que provee un enfoque integral para la toma de decisiones. Finalmente, se procede a hacer una optimización con múltiples funciones objetivo, la cual permite direccionar el portafolio de tal manera que esté en línea con la estrategia del negocio. Dicha estrategia puede tener objetivos de niveles de inversión máxima, rentabilidad, flujo de efectivo, incremental de producción y compromisos contractuales dentro de los más importantes.

Como parte fundamental de la reducción de riesgos en el negocio se elabora una estimación de los costos para desincorporar los pozos que tendrían alta probabilidad de destruir valor dada la evaluación de sus condiciones actuales.

Conclusiones

- MEIREP está sustentado en un análisis estadístico de todas las propiedades de yacimiento y superficie, utilizadas para la construcción de los pronósticos de producción.
- El proceso de Jerarquización por Índice de Complejidad o Índice de Riesgo permite hacer una pre-selección de los mejores pozos candidatos a reactivación de manera estructurada, ahorrando tiempo y recursos, maximizando la rentabilidad y disminuyendo el riesgo de los proyectos de reactivación de pozos.
- A partir de MEIREP se crea un portafolio de oportunidades a reactivación y se identifican los candidatos a abandono.
- El análisis económico contemplado en MEIREP se sustenta en un avanzado modelo de simulación que vincula y dimensiona la influencia de la incertidumbre de cada una de estas variables sobre los indicadores económicos Valor Presente Neto

(VPN), Eficiencia de la Inversión (VPI/VPN) y tasa interna de retorno (TIR). En consecuencia permite identificar riesgos potenciales, establecer un plan de captación selectiva de certidumbre y determinar las acciones necesarias para mitigar el riesgo del proyecto de reactivación de pozos.

- El proceso de optimización del portafolio de pozos a reactivar con una metodología multicriterio es de alto valor agregado para los tomadores de decisión, pues permite incluir de manera integral los distintos factores que incluyen los objetivos estratégicos del negocio.

Referencias

1. Martz, H.F.;Walley, R.A. "Bayesian Reliability Analysis", John Wiley and Sons, NY, 1982.
2. Yañez, M.E – Semeco, K.L – Medina N.M – "Enfoque Práctico para la Estimación de Confiabilidad y Disponibilidad de Equipos, con base en Datos Genéricos y Opinión de Expertos" – Universidad Simón Bolívar - Venezuela 2005.
3. Modarres, M; Kaminsky, M; Kritsov, V. "Reliability Engineering And Risk Analysis". Marcel Dekker, New York,1999.
4. 4.Yañez, M.E – Gómez de la Vega, H.A, Valbuena G, Ingeniería de Confiabilidad y Análisis Probabilístico de Riesgo – ISBN 980-12-0116-9 - Junio 2003
5. Ciguela Sergio – Colmenares Francisco. "Productividad de Pozos" Venezuela. Junio de 2001.
6. H. Dale Beggs, "Production Optimazation Using Nodal Analysis" Oil and gas Consultants international Inc. Tulsa.
7. Geology of Carbonate Reservoirs. "Wayne M. Ahr. Texas A&M University. 2008.
8. Petrophysics. "Ekwere J. Peters" – Departament of Petroleum & Geosystems Engineering The University of Texas at Austin. USA 78712.
9. Completación y Reacondicionamiento – Universidad Central de Venezuela Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Petróleo.
10. Ingeniería de Yacimiento de Gas Condensado. "Gonzalo Rojas" Puerto la Cruz, Octubre 2003.
11. McCain Jr., William D. "The Properties of Petroleum Fluids". 2da. Edición, USA; PennWell Publishing Company, 1990.
12. Brown, K.E. "The Technology of artificial lift methods. Pennwell Publishing Company, Tulsa 1984, volume 4.
13. Bitsimdou, A. "Gas Well Production Optimization Using Nodal Analysis" University of Tulsa, Tulsa 1998.
14. Semeco, K.L., Freitas, M.E.,Yañez M.E., Pontón H, Fernández, L.F. Gil, P.J. "Metodología Estocástica de Optimización Multicriterio del Portafolio de Inversiones E&P".
15. Jerónimo Aznar Bellver, Francisco Guijarro Martínez. "Nuevos Métodos de Valoración, Modelos Multicriterio"