

NUEVA METODOLOGIA PARA LA GESTION DE PROYECTOS DE SECUNDARIA

Laura Alonso – PAE (lcalonso@pan-energy.com)

Isabel Cano Frers – PAE (icanofrers@pan-energy.com)

Cristian Di Giuseppe – PAE (cdigiuseppe@pan-energy.com)

Ernesto Aimar – eaimar@pan-energy.com)

Carolina Crovetto – ccrovetto@pan-energy.com)

SINOPSIS:

La cuenca del Golfo San Jorge, localizada en la Patagonia Central, es la cuenca productiva más antigua de la Republica Argentina. Cerro Dragón es un área madura ubicada en la zona central de esta cuenca, distante 90 km al oeste de Comodoro Rivadavia.

De los más de 4800 pozos perforados, en un área de 3480 km², unos 3600 pozos se encuentran activos. A la fecha hay implementados 55 proyectos de secundaria que involucran 530 pozos inyectores y 1880 pozos productores. Como resultado de la campaña de perforación anual e implementación de nuevos proyectos, cada año se incorporan 120 nuevos pozos de secundaria, entre inyectores y productores, con 6000 m³/d de incremento de inyección.

Un cambio de estrategia en el año 2008 resultó en una importante mejora en el estudio y la *performance* de los proyectos de secundaria después de una larga historia de producción que había comenzado en 1969. Esta estrategia consistió en un cambio en la gestión integral de los proyectos de secundaria a través de un proceso común de gerenciamiento, involucrando a diversos sectores de la compañía y estableciendo roles, responsabilidades y mejores prácticas.

Este proceso común es el producto de muchos años de estudios y experiencias adquiridas en el desarrollo, implementación y monitoreo de proyectos de secundaria.

El propósito del Proceso Común de Secundaria, denominado CVPWF (Common Value Process of Waterflooding), es brindar criterios y recomendaciones sobre un conjunto de prácticas convenientes para encarar la gestión integral de los proyectos de recuperación secundaria. Estas prácticas comprenden a toda la cadena, desde su evaluación, dimensionamiento, definición, implementación, hasta el gerenciamiento.

Es un método práctico basado en aspectos teóricos y prácticos del desplazamiento de petróleo por agua adaptada a las condiciones específicas de los campos de esta área en particular.

La implementación de esta metodología nos permite estimar un aumento, en promedio, de un 5% del factor de recuperación final en los 24 proyectos re-estudiados.

INTRODUCCIÓN

Historia y evolución de la secundaria en Cerro Dragón

Durante más de treinta años se implementaron proyectos de recuperación secundaria en distintos yacimientos de Cerro Dragón. La metodología utilizada durante ese período consistía en una combinación de estudios de reservorios y análisis estadístico (modelo R-28). Dicha metodología contaba con importantes ventajas en cuanto a tiempos de estudio y cantidad de información a ingresar al modelo.

Estas técnicas resultaron eficientes en secundarias nuevas cuyo objetivo era contactar alrededor de un 30% de los reservorios mineralizados, es decir, aquellos reservorios más fácilmente contactables inyectando volúmenes de agua reducidos.

La electrificación del yacimiento a partir del año 2003 permitió un fuerte cambio de paradigma al momento de diseñar proyectos de secundaria. Sumado a lo anterior, el advenimiento de nuevas tecnologías, como ser:

- Presiones: Perfiles RFT y ensayos Fall-Off a nivel de mandril.
- Medición de Porosidad Efectiva con Resonancia Magnética
- Determinaciones de parámetros petrofísicos a partir de Testigos Rotados
- Software de gerenciamiento de yacimientos multi-capa
- Inyección Selectiva con hasta 20 mandriles por pozo inyector.
- Tele-supervisión y control de todo el yacimiento.
- Bombas electro-sumergibles encamisadas que permiten producir a mayor profundidad
- Separadores trifásicos para medición de producción secundaria de altos volúmenes y alto RAP.
- Reducción de costos en Fracturamiento Hidráulico
- Perfiles de tránsito radiactivos en inyectores y PLT asistido con BES (TTL) en productores.

permitieron contar con más y mejor información para alimentar modelos de reservorios y explotar mejor los yacimientos bajo recuperación secundaria. Todo esto terminó reflejándose en un importante crecimiento de la recuperación secundaria en Cerro Dragón, la cual, bajo estas nuevas condiciones, requiere un mayor esfuerzo no solo en la etapa de estudio e implementación sino también en etapas de monitoreo.

Surge así la necesidad de generar un proceso común que fije pautas y articule la interacción entre los diversos grupos de trabajo (Reservorios, Producción y Operaciones) con el objetivo de alcanzar una mayor eficiencia en el estudio, implementación y monitoreo de los proyectos.

La estructura del proceso fue generada tomando como base la metodología CVPWF de BP. En dicha metodología la gestión de proyectos se divide en seis etapas:

- Access: Identificar el potencial para nuevos proyectos y optimizaciones y/o desarrollos adicionales de recuperación secundaria en marcha. Esta etapa se enriquece con la retroalimentación de los resultados obtenidos en las etapas “Execute” y “Operate”
- Appraise: Evaluar las Alternativas de optimización y desarrollo adicional
- Select: Seleccionar la alternativa a recomendar, alineada con la estrategia de la empresa
- Define: Elegir la alternativa a implementar, adaptar los cronogramas de las actividades, estimar los costos asociados y el presupuesto para realizarlo
- Execute: Implementar el Proyecto de acuerdo a las características técnicas y económicas elegidas
- Operate: Gerenciar el desempeño en correspondencia con el proyecto implementado, identificando problemas y potenciales desvíos y mejoras.

Para cada etapa se definió una matriz de roles y responsabilidades que abarca los distintos grupos de estudio:

Etapas del Proceso de Gestión	Actividad de la Etapa	Responsabilidades de los Sectores Técnicos					
		Geología y Geofísica	Ing Reservorios	Facilities	Ing Producción	Operaciones	Torres
Access	Identificar el potencial para proyectos nuevos, u O&D adicionales de proyectos en marcha	Actualizar modelo geológico Actualizar modelo estático Participar en identificación opciones O&D	Actualizar modelo estático Actualizar modelo dinámico con historia del proyecto en marcha Identificar opciones O&D		Participar en identificación opciones O&D		
Appraise	Evaluar las Alternativas de O&D adicional	Evaluar necesidad obtención información de pozos nuevos	Analizar opciones O&D Participar en diseño instalaciones para O&D Participar en diseño pozos para O&D	Diseño preliminar instalaciones para alternativas O&D Análisis costos para alternativas O&D	Diseño equipamiento pozos para alternativas O&D Análisis costos para alternativas O&D		Diseño pozos, servicios y costos alternativos para alternativas O&D Analizar reemplazos pozos a abandonar para alternativas O&D
Select	Seleccionar alternativa a recomendar, alineada con estrategia empresarial	Proponer información a obtener de pozos nuevos	Proponer combinación de alternativa seleccionada y participar en diseños con producción, facilities y torres	Revisión diseño instalaciones para alternativa seleccionada	Revisión diseño equipamiento pozos para alternativa seleccionada	Participar aportando experiencia operativa Participar en selección alternativas O&D	Revisión diseño pozos, servicios y costos alternativos
Define	Definir alternativa a implementar, adaptar cronogramas y costos, obtener financiación	Colaborar con definición información a obtener de pozos nuevos	Adaptar caudales de inyección, y producción por pozo, cronogramas, pronósticos y económicos. Definir plan monitoreo	Revisión diseño, plan y costo para proyecto definido Participar en definición plan monitoreo	Definir diseño y costos equipamiento pozos para alternativa elegida Participar en definición plan monitoreo	Participar en definición plan monitoreo	Definir diseño, plan y costo de pozos, servicios, ensayos, registros y mediciones
Execute	Implementar el Proyecto de acuerdo a características técnicas y económicas elegidas	Revisar modelo geológico y estático ante posibles apartamientos durante implementación	Revisar modelo y diseño ante posibles apartamientos durante implementación. Participar en perforaciones, terminaciones, reparaciones y adecuaciones	Construir instalaciones según cronograma y costos definidos	Equipar pozos inyectores y productores según crono y costos. Verificar cumplimiento plan definido y disponibilidad elementos y equipamiento para monitoreo Validar y organizar info implementación	Ejecutar trabajos, acciones y prioridades definidas por IP y RS y acordadas por el triunvirato, en tiempo y de acuerdo a lo especificado	Implementar perforación, conversiones, reparaciones, según cronograma y costos definidos
Operate	Gerenciar desempeño en correspondencia con proyecto implementado, identificar problemas y potenciales desvíos y mejoras.	Participar revisión modelo geológico y estático ante posibles apartamientos durante operación	Revisar modelos y diseño ante posibles apartamientos durante operación. Realizar Post Appraisal del proyecto	Verificar instalaciones	Validar y organizar info m funcionamiento monitoreo Verificar funcionamiento pozos inyectores y productores Comparar comportamiento con proyecto definido Reportar desviaciones	Operar proyecto de acuerdo a diseño definido	Verificar diseños terminaciones y equipamiento Analizar soluciones a problemas integridad pozos

El gráfico a continuación muestra la interacción entre los distintos sectores y los roles y responsabilidades entre los mismos:



Basados en esta matriz, y poniendo foco en el ciclo de excelencia de proyectos de Recuperación Secundaria, se generaron cuatro manuales de procedimientos técnicos que forman parte del CVPWF:

- Manual de Ingeniería de Reservorios
- Manual de Geología
- Manual de Geofísica
- Manual de Ingeniería de Producción y Recuperación Secundaria.

Los manuales están diseñados en capítulos que abarcan temas centrales de cada especialidad en la confección de un estudio de secundaria. Cada capítulo contiene el desarrollo teórico básico de un tema, las recomendaciones, mejores prácticas, lecciones aprendidas, software utilizados y herramientas disponibles en PAE para realizar esas tareas, y los roles y responsabilidades a ser tenidos en cuenta en cada etapa por cada grupo de trabajo.

Todos los capítulos fueron escritos por profesionales de PAE y luego sometidos a discusión en reuniones técnicas en las que participaron la totalidad de los profesionales de la especialidad. También se contó con la ayuda de consultores externos.

DESARROLLO: Descripción del CVPWF

1. Etapa Access

1.1 Requisitos para la identificación de Oportunidades

- a. Estudio completo de geología para cada bloque (correlaciones, litología, mapas estructurales y espesores permeables, límites y espesores netos con hidrocarburos)
- b. Modelo estático actualizado (mapas del modelo geológico, porosidades, saturaciones, factores de volumen e hidrocarburos originales in situ por reservorio y por categoría)
- c. Modelo dinámico actualizado (interpretación y simulación de la historia previa de primaria y secundaria, hasta el momento del análisis)
- d. Proyecciones de inyección y producciones en las condiciones operativas vigentes al momento del análisis

Responsables de las Actualizaciones: Equipo multidisciplinario de las siguientes áreas: Geología – Ing. Reservorios – Ing. Producción – Facilities.

Soporte Principal: Modelo con ajuste histórico (History Matching) que reproduzca las condiciones operativas actuales (COA)

1.2 Cómo Identificar una Oportunidad

Analizar el comportamiento histórico del proyecto (history matching) y su proyección en las condiciones operativas actuales al momento del análisis.

- a. Mapear las saturaciones de petróleo por elemento de flujo entre inyector y productor para el momento del análisis y a futuro, de continuarse con el régimen de inyección vigente, y analizarlas con las correlaciones de detalle para detectar posibles problemas de continuidad de reservorios entre inyectores y productores.

Objetivo: Identificar los elementos no barridos, los elementos excesivamente barridos y aquellos que no llegarán a barrerse en tiempos razonables (e. g.: que todavía conserven saturaciones elevadas de petróleo después de 10 o más años de proyección).

- b. Analizar las curvas características reales vs. las teóricas (MOVS o VP producidos vs. MOV o VP inyectados) para cada elemento y para cada reservorio. Determinar las eficiencias globales reales y estimar la factibilidad de incrementar las eficiencias.

Objetivo: Identificar cuantitativamente el avance de la inundación para determinar el beneficio de incrementar la inyección:

- en los elementos menos barridos (que serían candidatos a acelerarla)
 - la necesidad de interrumpir la inyección en los más barridos (por bajo rendimiento)
 - calcular si mediante la mejora de eficiencias se podría incrementar la recuperación de petróleo de manera significativa.
- c. Con los mapas y las correlaciones de reservorios, visualizar e inventariar:
 - las porciones de reservorios desarrolladas y no barridas por mallas incompletas, baja relación inyector/productor y/o elevados distanciamientos entre pozos.
 - las porciones de reservorios no desarrolladas, con petróleo no probado por ensayos, y las eventuales extensiones laterales de los mismos cuando sus límites hayan sido determinados arbitrariamente.

- los reservorios con suficiente extensión nunca antes seleccionados para recuperación secundaria, que se encuentran total o parcialmente superpuestos con los ya inundados.
- d. Calcular y analizar las relaciones entre volúmenes de reservorio efectivamente contactados y volúmenes totales disponibles para cada reservorio.
- Objetivo: Determinar cuantitativamente el potencial de las porciones de los reservorios sin barrer (nunca anteriormente seleccionados ni barridos), candidatas para extensiones laterales y verticales del proyecto de recuperación secundaria.
- e. Analizar capacidad, conformidad y estado de los pozos e instalaciones existentes, o problemas relacionados con la calidad del agua inyectada.
- Objetivo: Determinar la utilidad de las instalaciones y pozos existentes para la continuidad del proyecto en marcha y para la implementación de optimizaciones y nuevos proyectos de desarrollo, o la necesidad de incorporar nuevas instalaciones y/o pozos.
- f. Sobre la base de la historia reciente de inversiones y gastos, determinar los elementos económicos particulares del proyecto, como CAPEX y OPEX unitarios que habrán de utilizarse en las proyecciones de flujos de caja.
- g. Analizar objetivamente todas las incertidumbres asociadas al modelo estático y al modelo dinámico para establecer factores de riesgo con los cuales se ponderarán los valores presentes y se determinarán los valores esperados de los proyectos de desarrollo planteados.

Responsables de los Análisis: Equipo multidisciplinario de las siguientes áreas: Geología – Ing. Reservorios – Ing. Producción – Facilities

2. Etapa Appraise

2.1 Cómo evaluar las oportunidades

Con los análisis de los puntos 1.1-a y 1.1-b:

- a. De la revisión del modelo estático y dinámico de las Condiciones Operativas Actuales, capturar las oportunidades que surgen a partir de reanalizar las correlaciones para proveer nuevas alternativas de barrido.
- b. Determinar los nuevos caudales de inyección en cada reservorio de cada inyector que permitirán emparejar el avance de la inyección y llegar al fin de la vida del proyecto con el barrido adecuado dentro de los patterns existentes.
- c. Verificar que los nuevos caudales calculados sean compatibles con las inyectividades estimadas para los reservorios y readaptar los mismos en caso de necesidad, manteniendo el criterio de lograr un barrido homogéneo a lo largo de la vida del proyecto.
- d. Calcular las nuevas proyecciones de inyección y producciones de petróleo y agua para la alternativa de optimización planteada, y determinar los incrementos (y eventualmente pérdidas) de producción estimadas.
- e. Verificar si las producciones proyectadas de líquidos por pozo son compatibles con las capacidades máximas de producción por pozo, para el caso que fuera necesario incrementar la extracción; si no lo fuera, readaptar los caudales de inyección o analizar la factibilidad de perforar pozos infill.
- f. Estimar los incrementos de recuperación correspondientes a la alternativa de optimización proyectada con las eficiencias históricas. Estimar los factores de riesgo correspondientes a la alternativa para utilizar posteriormente en los análisis económicos.
- g. Estimar los incrementos que podrían obtenerse por mejora de las eficiencias si se dispusiera de un número adicional de pozos y distinta conformación de patterns (no servirá para el propósito inmediato

de optimización pero brindará un potencial adicional que será de interés para el caso de recurrir a la perforación infill).

Objetivo general: Evaluar las alternativas de optimizar la recuperación de petróleo por redistribución y ajuste de caudales de inyección de agua, exclusivamente aplicada a los pozos e instalaciones existentes. Las proyecciones también serán aplicables para estudiar la factibilidad de perforar pozos de reemplazo a los existentes en caso de necesidad.

Con los análisis de los puntos 2-a y 2-b

- h. Probar diferentes locaciones y alternativas para perforar pozos adicionales, realizar conversiones y/o reactivar pozos parados, que permitan incrementar el volumen contactado de los reservorios en recuperación secundaria y de otros reservorios no seleccionados hasta el presente.

Se recomienda que en una primera prueba se incorporen todas las opciones que parezcan razonables y con posibilidades de incrementar la recuperación de petróleo, sin prejuzgar sobre sus valores; se pueden descartar preliminarmente aquellas locaciones que sólo incorporen un reservorio, porciones marginales de muy poco espesor o sin oportunidades de barrido desde o hacia varias direcciones.

- i. Analizar distintas alternativas de conformación de patterns que aprovechen al máximo todas las posibles sinergias con el/los proyectos en marcha y maximizar la incorporación de nuevos volúmenes a contactar.
- j. Calcular los caudales de inyección por pozo necesarios para completar los barridos en distintos tiempos de vida del proyecto. En general se puede considerar que esta no será menor que la del proyecto en marcha. La alternativa deberá contemplar la probable influencia de los inyectores existentes sobre los nuevos patterns creados. Verificar que los caudales calculados se ajusten a las condiciones requeridas para del diseño (inyectividades, tiempo de llenado, incremento de presión deseado, etc.).
- k. Calcular las nuevas proyecciones de inyección y producciones de petróleo y agua para la alternativa planteada, y determinar los incrementos (y pérdidas) de producción estimadas.
- l. Verificar si las producciones proyectadas de líquidos por pozo son compatibles con las capacidades de producción de los pozos; si no lo fueran, readaptar los caudales de inyección o plantear la necesidad de perforar pozos adicionales.
- m. Estimar los incrementos de recuperación correspondientes a las alternativas de desarrollo proyectadas, con las eficiencias históricas propias de las zonas barridas y una proyección de eficiencias acordes en las nuevas porciones no barridas (en principio promediadas de las zonas barridas). Estimar los factores de riesgo asociados sobre la base de las certidumbres de los OOIP y de los incrementos de recuperación calculados para cada categoría
- n. Estimar los incrementos de recuperación que podrían obtenerse por mejora de las eficiencias. Estimar los factores de riesgo asociados, los que por lógica deberán de ser mayores que los estimados en el punto anterior.

Responsables del Análisis:

Equipo multidisciplinario de las áreas: Geología – Ing. Reservorios – Ing. Producción Operaciones.

3. Etapa Select

3.1 Cómo elegir las alternativas

- a. Analizar los incrementos asociados a las distintas locaciones propuestas; este análisis deberá ser meticuloso debido a la interrelación entre los distintos pozos inyectores y productores.

Se recomienda realizar un ranking de trabajos por orden de incremento de recuperación calculado. Descartar eventualmente aquellos trabajos cuyos incrementos asociados de recuperación no justificaran un análisis preliminar de costos.

- b. Plantear otras alternativas de desarrollo con los trabajos remanentes de la selección anterior y con diferentes cronogramas de implementación, proyectar inyecciones, producciones y recuperaciones. Analizar riesgos nuevamente y reasignarlos.
- c. Repetir este proceso tantas veces como sea necesario para encontrar la combinación que se considere adecuada de acuerdo a distintos criterios.
- d. Calcular los incrementos de recuperación correspondientes a las alternativas, en relación con las recuperaciones previamente calculadas para la optimización.

Sobre la base de las diferentes alternativas seleccionadas:

- e. Proyectar instalaciones de superficie, equipamiento de pozos inyectoros y productores en correspondencia con los cronogramas anteriores, de desarrollo adicional y de optimización.
- f. Determinar los CAPEX y proyectar los OPEX para el o los escenarios de desarrollo total y para el escenario de optimización.
- g. Realizar el flujo de caja de las alternativas de desarrollo total. Analizar los parámetros económicos característicos con y sin riesgos.
- h. Analizar el flujo de caja de la alternativa optimizada y determinar los parámetros característicos con y sin riesgos.
- i. Analizar el flujo de caja de la proyección de la producción básica, por continuación del proyecto en las condiciones operativas vigentes al momento del estudio.
- j. Determinar la diferencia entre los sucesivos flujos de caja, los que serán utilizados para definir los atractivos económicos de cada alternativa de desarrollo y el de la optimización, de acuerdo a los indicadores utilizados por la compañía.

Responsables del Análisis: Equipo multidisciplinario de las áreas: Ing. Reservorios- Ing. Producción – Torres - Facilities

3.2 Documentar el estudio, definición y descripción de propuestas

Fundamentar y documentar todas las acciones necesarias para implementar las alternativas seleccionadas. El informe debe incluir:

- a. Descripción somera de los análisis realizados para detectar las oportunidades
- b. Descripción y fundamentos de las oportunidades identificadas.
- c. Detalles de:
 - Trabajos propuestos en pozos e instalaciones
 - Cronograma de los trabajos propuestos
 - Cambios propuestos de inyección y fundamento,
 - Pronósticos de inyección y producción de petróleo y agua
 - Ganancias y pérdidas asociadas de producción y recuperación de petróleo
 - Acumuladas de producción y factor de recuperación para las zonas contactadas y el área de estudio
 - Identificación y evaluación de los riesgos asociados
 - CAPEX, OPEX y sus proyecciones en concordancia con los cronogramas
 - Análisis económico con y sin riesgos
 - Alineamiento con la estrategia/estándares

Responsables de la Documentación: Equipo multidisciplinario de las áreas: Geología – Ing. Reservorios – Ing. Producción – Facilities.

4. Etapa Define

4.1 Definición del Proyecto a Implementar

- a. Revisión de las alternativas seleccionadas
- b. Definición del proyecto a implementar de acuerdo a los criterios que se establezcan:
 - Incorporación y reemplazo de reservas
 - Crecimiento de producción
 - Resultados económicos, incluyendo evaluación con riesgos
 - Estrategias de inversión y exposición a los riesgos
 - Disponibilidad de recursos (agua para inyección, energía, instalaciones, etc.)
 - Lecciones aprendidas
- c. Documentación y difusión de las características detalladas del proyecto elegido que se utilizará para la ejecución, el gerenciamiento operativo y el post appraisal.

Responsables de la Definición: Equipo multidisciplinario de las áreas: Geología – Ing. Reservorios – Ing. Producción – Facilities

5. Etapa Execute

5.1 Implementación de Proyectos

La etapa de ejecución tiene como objetivo implementar el proyecto de acuerdo a las características técnicas y económicas elegidas en la etapa anterior (Etapa Select). Requiere de un trabajo multidisciplinario que sea capaz no solo de lograr el correcto desarrollo de las distintas actividades para el desarrollo del proyecto, sino también de capturar nueva información que se va obteniendo para retro-alimentar el modelo (Etapa Access) y poder generar los cambios requeridos en tiempo y forma, antes de la finalización de esta etapa.

En líneas generales puede decirse que en esta etapa se devenga el mayor porcentaje de los fondos previamente aprobados como inversión. Una vez finalizada la misma, la mayor parte de las erogaciones serán consideradas Gasto.

5.2 Quién debe hacerlo: Roles y Responsabilidades

- a. Geología y Geofísica: Revisar el modelo geológico y estático ante posibles apartamientos durante la implementación
- b. Ingeniería de Reservorios: Revisar el modelo y diseño ante posibles apartamientos durante implementación. Participar en perforaciones, terminaciones, reparaciones y adecuaciones de pozos
- c. Facilities: Construir instalaciones según cronograma y costos definidos
- d. Ingeniería de Producción: Equipar pozos inyectoros y productores según cronograma y costos. Verificar el cumplimiento del plan definido y disponibilidad de elementos y equipamiento para monitoreo. Validar y organizar la información.
- e. Operaciones: Ejecutar trabajos, acciones y prioridades definidas por Ing. de Producción y acordadas con Ing. de Reservorios en el tiempo programado y de acuerdo a lo especificado.
- f. Torres: Implementar perforaciones, conversiones y reparaciones, según cronograma y costos definidos.

6. Etapa Operate

6.1 Seguimiento de Proyectos

Esta etapa se desarrolla a lo largo de la vida del proyecto y está conformada por prácticas que permiten conocer el comportamiento del proyecto respecto de las predicciones originales y controlar los parámetros que determinan tal comportamiento, es decir, se debe “Gerenciar el Desempeño” en correspondencia con el

proyecto implementado, identificando problemas, potenciales desvíos y mejoras. Debe capturar toda la información disponible para retro-alimentar el modelo (Etapa Access)

6.2 Qué debe Monitorearse

Geología y Geofísica: Revisar el modelo geológico y estático ante posibles apartamientos durante la operación manteniéndolo actualizado con la información adquirida en todas las etapas del CVPWF.

Ingeniería de Reservorios: Revisar los modelos, estático y dinámico, y el diseño ante posibles apartamientos durante operación. Realizar el Post Appraisal del proyecto

Facilities: Verificar capacidades y estado de las instalaciones de superficie, proponer mantenimiento correctivo y/o ampliaciones de las mismas.

Ingeniería de Recuperación Secundaria & Producción: Validar y organizar la información relacionada al monitoreo del proyecto. Verificar el estado de explotación de los pozos productores y el caudal de inyección por capa de los inyectores. Comparar el comportamiento con el proyecto definido. Reportar las desviaciones.

Operaciones: Operar el proyecto de acuerdo al diseño definido. Realizar mediciones físicas en los productores e inyectores

Torres: Verificar los diseños de las completaciones y equipamiento de los pozos. Analizar soluciones a problemas de integridad pozos.

CONCLUSIONES

Con la implementación del CVPWF se logró una mejora en el desempeño de los proyectos de recuperación secundaria a partir de la estandarización de las metodologías de estudio para cada disciplina, el adecuado manejo de la información, formalización de los canales de comunicación, aplicación de nuevas tecnologías y definición de roles y responsabilidades. Adicionalmente se generó una interacción entre los distintos sectores involucrados que permitió una mejor implementación y monitoreo de los proyectos de recuperación secundaria.

La metodología CVPWF posibilita el seguimiento detallado del proyecto estudiado y su comparación con la actividad efectivamente realizada y los resultados obtenidos. Se cuenta además con un modelo de detalle generado a partir de una metodología estandarizada que facilita el proceso de auditoría de reservas.

La implementación de esta metodología nos permite estimar un aumento, en promedio, de un 5% del factor de recuperación final en los 24 proyectos re-estudiados.

EN LOS ANEXOS SE DESCRIBE BREVEMENTE EL CONTENIDO DEL DE CADA UNO DE LOS MANUALES.

BIBLIOGRAFÍA

Capital Value Proocess (CVP) – <http://projects.bpweb.pb.com/cvp>

CVPWF – PAE / V&P consultores

CVP Geofísica – PAE

CVP Geología – PAE

ANEXO I: Manual de Geofísica

Antecedentes

El área de Cerro Dragón cuenta en casi toda su extensión con cobertura de sísmica 3D adquirida en diferentes campañas de registración realizadas entre los años 1996 y 2006. Entre los años 2007 y 2008 se realizó el merge de los distintos cubos en dos “Mega” cubos que mejoraron la interpretación regional de área.

Actualmente se continúa reprocesando los cubos adquiridos con el objetivo de buscar mejores interpretaciones y nuevas oportunidades para el desarrollo del área.

Objetivo

El Manual de Geofísica ha sido generado en el marco del CVPWF para cumplir los diversos objetivos que apuntan a la estandarización de las tareas que se realizan dentro de esta actividad, y en especial las relacionadas con el desarrollo de reservas en PAE. El propósito fundamental de este trabajo fue recomendar las Prácticas Geofísicas más apropiadas para gestionar eficientemente los Proyectos en la Cuenca Golfo San Jorge y proporcionar un soporte geofísico adecuado y consistente para las características de cada Proyecto de recuperación secundaria. De esta forma, el trabajo sistemático, junto con la sinergia multidisciplinaria de los equipos técnicos, contribuye positivamente a la optimización de los proyectos.

Se ha procurado de la manera más flexible, sistematizar, normalizar y proponer metodologías de trabajo, flujos de tareas y desarrollos conceptuales de las distintas aplicaciones disponibles en la compañía. Esta sistematización no es más que una guía de las mejores prácticas recomendadas en cada caso analizado, sin cerrar el camino a la creatividad y mejora continua que le será dada por cada uno de los profesionales geofísicos convertidos en usuarios de los sistemas y herramientas de utilidad cotidiana.

El trabajo se inició con la identificación de los temas de mayor interés para el desarrollo de las tareas habituales del intérprete sísmico, como ser calibración de pozos y conversión a profundidad, interpretación estructural y mapeo, uso de atributos sísmicos y procesos especiales, y manejo integral de proyectos de recuperación secundaria. Se conformaron grupos de trabajo entre profesionales de diferente experiencia para abordar cada uno de dichos temas, mediante la investigación bibliográfica, la consulta a pares sobre las prácticas habituales y la confección de una breve reseña con las recomendaciones. Se realizaron también discusiones conjuntas con profesionales de geología e ingeniería para dar un enfoque interdisciplinario a los temas de interés común.

En particular, para la gestión de proyectos de recuperación secundaria, se establecieron los pasos necesarios para la confección de un modelo estático ajustado que permita luego una correcta simulación. Se destacó como de primera importancia la correcta calibración de los pozos y la confección de un modelo de velocidades cuando la estructura es compleja, para la posterior conversión a profundidad. Es necesario realizar una interpretación estructural en detalle, tanto de horizontes como de fallas, para identificar cualquier falla sísmica pequeña que pudiera suponer una frontera para el flujo de fluidos en los reservorios. Se requiere la discusión constante con el geólogo que realiza la correlación de los pozos y con el ingeniero de reservorios que gestiona el proyecto, para incorporar la mayor cantidad de información al modelo y lograr, de esa manera, que sea lo más fidedigno posible.

Una vez ajustado el modelo, se requiere la confección de los mapas estructurales en profundidad y la generación de polígonos de fallas a nivel de cada capa a mapear por el geólogo, con el fin de establecer correctamente las conectividades por capa.

Finalmente, si el proyecto lo requiere, podría evaluarse el empleo de atributos sísmicos para ayudar a la visualización de los reservorios y servir de guía para la correlación de pozos.

Los atributos más utilizados en un proyecto de recuperación secundaria son:

Coherencia. Es la medida de la similaridad o continuidad entre trazas de un volumen de reflexiones normales, que genera como resultado otro volumen que representa discontinuidades que pueden ser atribuidas generalmente a fallas, diques, geocuerpos.

Envolvente (*Reflection strenght*). Representa la energía instantánea relacionada directamente con contrastes de impedancia. Puede discriminar puntos brillantes (*bright spots*), posibles acumulaciones de gas, continuidad de reflectores, etc.

Descomposición espectral. Básicamente, es un análisis de una porción del espectro de frecuencias del dato sísmico en una ventana de tiempo determinada. Se puede llegar a la detección de geocuerpos.

Amplitud RMS (*Root-mean-square*). Es otro análisis que se realiza en una ventana de tiempo, donde se aplica la raíz cuadrada al promedio del cuadrado de las amplitudes. También puede llegar a mostrar distribución de geocuerpos.

Clasificación en facies sísmicas (*Waveform classification*). Consiste en clasificar las trazas sísmicas dentro de una ventana de interés en función de sus formas. Cada clase representa una facie sísmica, la cual permite identificar geocuerpos y variaciones internas dentro de los mismos.

En caso de reservorios de origen fluvial de escaso espesor, como los de la Cuenca del Golfo San Jorge, difícilmente puedan identificarse reservorios individuales mediante la sísmica por su falta de resolución vertical, pero sí es posible a veces reconocer las direcciones principales de depositación, las cuales pueden servir para incorporar tendencias al momento de mapear las capas. En casos favorables puede evaluarse la aplicación de procesos especiales, por ejemplo inversión de trazas, para identificar barreras de permeabilidad o cambios litológicos laterales dentro del reservorio.

ANEXO II: Manual de Geología

Objetivos

El CVP de geología tiene como objetivo principal definir los conceptos a tener en cuenta y los pasos a seguir para generar un modelo estático robusto y confiable sobre el cual puedan estudiarse los distintos escenarios posibles de desarrollo con inyección de agua. Para ello se parte de la base de utilizar todo el material disponible a la hora de iniciarse el estudio, el cual consta principalmente de well logs y Sísmica 3D, con el agregado de muestras físicas de roca.

Modelo estructural y estratigráfico

El área de concesión Cerro Dragón se encuentra en el flanco norte de la CGSJ y dentro de su extensa superficie conviven distintos ámbitos geológicos. Así, hacia el oeste se encuentran yacimientos de faja plegada con un importante rol de la inversión tectónica, mientras que en el sector centro/oriental se desarrollan sistemas de fallas extensivas cretácicas de rumbo E-O generando la clásicas estructuras de roll-over presentes en la mayor parte de la cuenca.

La cuenca del Golfo San Jorge presenta variaciones laterales que modifican la columna estratigráfica según la posición en la que nos encontremos, sobre todo en el Grupo Chubut, que es la zona de interés en el área de concesión Cerro Dragón. Así, las características de una formación en un determinado yacimiento pueden contrastar notablemente con las características de esa misma formación en otro yacimiento. Las diferencias principales se basan en tres factores:

- Cantidad y tipo de aporte piroclástico
- Cantidad y calidad de cuerpos arenosos
- Diferentes estilos tectónicos

De este modo, el primer paso del CVPWF a la hora de comenzar un estudio geológico consiste en identificar el ámbito estructural en el que se encuentra el yacimiento y definir la columna estratigráfica a utilizar, estableciendo un pozo tipo estratigráfico para la zona. Este pozo va a servir como punto de partida para la correlación y debe mostrar, dentro de lo posible, todos los pases formacionales de la columna y no debe estar afectado por fallas que omitan grandes tramos de la misma. En el pozo tipo no sólo deben estar definidos los pases formacionales sino también todas aquellas superficies de correlación que se utilicen para subdividir la columna de interés en intervalos discretos que puedan identificarse en toda la zona de estudio, de tal manera que faciliten la correlación.

La mayoría de los yacimientos en los que se implementan proyectos de recuperación secundaria tienen sus reservorios principales dentro de la Formación Comodoro Rivadavia (o su equivalente lateral Formación Bajo Barreal). Dicha Formación se compone principalmente de areniscas fluviales (correspondientes a facies canalizadas y de desborde) y limoarcilitas (pertenecientes a la planicie de inundación). Estas areniscas presentan una fuerte componente de variación lateral que dificulta la prospección de las mismas. Con el fin de poder predecir la ubicación y el desarrollo de las mismas, la herramienta de correlación es fundamental en la construcción del modelo geológico. No obstante, para que esta metodología sea viable, primero debe establecerse la correlación regional de topes formacionales y markers relevantes en cada uno de los pozos a estudiar. Estas superficies se definen integrando los datos sísmicos con un análisis completo de well logs y mud logs, y con ellas se procede a enmarcar estructuralmente la zona, interpretando fallas y discontinuidades tanto en sísmica como en los registros de pozo.

El objetivo de una correlación es determinar la equivalencia lateral de distintas unidades estratigráficas con distinto grado de detalle, que, en el caso de un proyecto de recuperación secundaria, es a nivel capa. En la

metodología de correlación capa-capa se identifican y correlacionan todos los cuerpos arenosos que muestren interés como reservorio poniendo especial énfasis en aquellos que hayan tenido hidrocarburo comprobado. Las capas arenosas en si mismas no se vinculan con una única facies sedimentaria, sino que muestran una fuerte variación vertical y lateral de las mismas. De este modo, cada una de las capas arenosas definidas se compone de distintas facies canalizadas y de desborde que se vinculan lateralmente entre si generando una unidad de flujo heterogénea. Una capa por si misma no constituye necesariamente una única unidad de flujo. Tanto el fallamiento como otras barreras de permeabilidad pueden generar dos o más unidades de flujo dentro de una misma capa. Esto no implica que en la correlación se deba considerar cada unidad de flujo como una capa distinta, pero sí se deberá expresar en los mapas la posible desvinculación. Asimismo, pueden existir casos en los que una única unidad de flujo este compuesta por dos o más capas amalgamadas. En dicho caso la presión dentro de cada capa debe ser la misma. Por lo que para calibrar la correlación es de suma importancia el uso de los datos de presiones para verificar la transmisibilidad de fluidos que identifiquen la conectividad de cada unidad de flujo.

Generalmente, en un estudio de recuperación secundaria de Cerro Dragón se correlacionan entre 130 y 150 capas, que en promedio no superan los 5m de espesor y apenas algunas superan los 10 metros. Para cada una de ellas se generan mapas de distintas propiedades, como ser espesor permeable y/o porosidad, con los cuales se definen áreas mineralizadas en base a ensayos de pistoneo, estudios de saturación y muestras físicas de rocas. Luego de analizar una a una las capas interpretadas, se ha visto que de todas las capas correlacionadas en un bloque aproximadamente el 60-70% se encuentran mineralizadas pero tan solo el 20% de las mismas contienen el 50% del OOIP de la zona.

La zona de interés hidrocarburífero dentro de la columna puede variar su profundidad entre los 500 y los 3500 mbbp, pero el desarrollo de Recuperación secundaria generalmente se implementa hasta los 2800 mbbp, dentro de las Formaciones El Trébol y Comodoro Rivadavia.

La Formación Mina del Carmen (o su equivalente lateral Formación Castillo) presenta distintas dificultades para poder recibir inyección de agua. Por una parte, litológicamente se compone mayoritariamente de material volcániclastico, primario o retrabajado, cuya granulometría muy fina empobrece las propiedades petrofísicas. Si bien se han verificado reservorios dentro de esta Formación, suelen ser de tipo tight y su producción no resulta viable sin estimulación matricial. Otra dificultad, que solo se da en zonas al sur de la concesión, es la profundidad de la misma. Debido a esto y a la baja inyectividad de la formación, actualmente en muy pocas zonas del área es viable la explotación por secundaria de la Formación Mina del Carmen.

Modelo Petrofísico:

Para la obtención de datos de porosidad se realiza un log análisis de los distintos pozos y se trata de identificar las variaciones en la propiedad con los distintos subambientes deposicionales que componen la capa. En general, la porosidad total de las arenas de la Formación Comodoro Rivadavia varía entre 15-30%, mientras que la efectiva suele ser menor al 20%. La variación de la misma responde a dos factores principales. El primero, ya mencionado, es la variabilidad lateral y vertical de las facies dentro de los cuerpos arenosos. En base al estudio de coronas, en una única capa se han identificado hasta 4 facies canalizadas superpuestas con intercalaciones pelíticas. El segundo, es la convivencia de datos provenientes de distintas generaciones de herramientas de perfilaje las cuales varían su precisión en la medida y el tipo de porosidad que miden. Cuando en un yacimiento tenemos un amplio rango de datos de distintas generaciones, se calibran hacia el tipo de dato que más abunde o hacia el más confiable.

Adicionalmente, la mayoría de las arenas reservorio presentan una fuerte componente de arcillosidad, la cual es vital caracterizar para una correcta aplicación de modelos petrofísicos pre-existentes. Para ello se confeccionan curvas de volumen de arcillosidad para cada uno de los pozos. Con estas se procede a corregir o calibrar los datos de porosidad obtenidos por registro.

Por otra parte, se establecieron criterios de interpretación del valor de la porosidad dependiendo del espesor permeable de la arena y de la herramienta de registro utilizada.

ANEXO III: Manual de Ingeniería de Reservorios

El manual de Ingeniería de Reservorios tiene como objetivo describir el proceso de estudio, implementación y monitoreo de proyectos de recuperación secundaria

Los proyectos estudiados previamente a la implementación del CVPWF estimaban los volúmenes de reservas y perfiles de producción a partir de modelos estadísticos. Concluido el estudio, la implementación de un proyecto era llevada a cabo por ingeniería de producción sin una adecuada retroalimentación al modelo original ya que no se capturaba la nueva información obtenida.

El cambio de metodología adoptado en el CVPWF consistió en estimar reservas y producción a partir del modelado dinámico y cálculo analítico de reservas. Además, se definió una distribución de responsabilidades matricial que favorece la captura de toda nueva información que se genera en el proyecto durante las etapas de implementación y monitoreo.

Responsabilidades

El ingeniero a cargo del proyecto es el responsable de coordinar las tareas que surgen en cada etapa de la vida del mismo. Es el responsable de interactuar con las distintas especialidades como ser: Geología, Facilities, Operaciones, etc. con el objetivo de unificar criterios, controlar la calidad de la información brindada y solicitar los datos y las tareas que sean requeridas. Las demás especialidades deben fijar sus procedimientos atendiendo a las necesidades de la ingeniería del proyecto y cumpliendo el CVPWF de proyectos de recuperación secundaria.

Estructura del manual

El manual está estructurado en dos partes:

- Sección principal: Figuran los procedimientos a tener en cuenta en la gestión integral de proyectos de recuperación secundaria.
- Anexos: Se describen los conceptos teóricos relacionados con el desplazamiento de petróleo por agua.

El objetivo de la sección de Anexos Teóricos es brindar a los ingenieros con menor experiencia e integrantes del proyecto de otras especialidades, un lugar de acceso rápido con información útil y concisa respecto a los diversos enfoques teóricos aplicados a la recuperación secundaria.

Contenido de la Sección Principal:

Esta sección tiene como objetivo describir prácticas recomendadas, pasos a seguir y criterios a utilizar al momento de estudiar un proyecto de recuperación secundaria, dando un marco formal a los métodos utilizados para realizar estudios de este tipo en el área de Cerro Dragón. En la misma se evaluaron todos los aspectos relacionados a la caracterización de reservorios y la mejor estimación de reservas.

Sobre la base del modelo geológico se realiza el estudio petrofísico. Conjuntamente con el geólogo se realiza el modelado de porosidades, permeabilidades, distribución de fluidos, etc. Sobre este modelo se construye el modelo dinámico.

Un aspecto importante del estudio es la revisión y el análisis de los datos con que se cuenta para realizar el modelo (perfiles, coronas, testigos rotados), algunas veces esa información está solamente en los legajos.

La incorporación de nuevas tecnologías no solo permitieron una mejor caracterización de los reservorios sino también la incorporación de una mayor cantidad de reservorios a ser inundados.

Se consensuaron metodologías para cuantificar las distintas variables requeridas para el armado del modelo:

- Porosidades: Dependiendo de las distintas herramientas de perfilaje utilizadas en el bloque de estudio, se cuenta con información heterogénea. Se fijó una metodología para trabajar con diversos datos de porosidad y lograr una convergencia para obtener mapas de porosidad efectiva.
- Saturaciones: Considerando el contenido variable de arcilla de los reservorios en los distintos bloques, se evaluaron diferentes métodos de cálculo de Saturación de agua.
- Se definieron pautas para la generación de modelos PVT estadísticos a partir de los datos existentes.
- Prorrato de producción: La falta de medición de producción a nivel capa debido a la producción en conjunto de los reservorios en un mismo pozo, hace compleja la estimación de saturación de petróleo actual y reservas remanentes. Se validaron dos metodologías de prorrato: Por datos de ensayo de pistoneo y por volumen poral. La incorporación de herramientas tales como PLT con bombeo artificial (TTLogging), perfiles a pozo entubado y análisis geoquímico del petróleo, constituyen una importante fuente de adicional de información que ayuda a mejorar el modelo de prorrato.
- Se realiza una conciliación entre el OIPP calculado por método volumétrico y por balance de materiales.
- Presiones Capilares y Puntos extremos Kr: Cuando no se cuente con información suficiente para determinar estos parámetros, el estudio debe prever la extracción de testigos rotados y/o Coronas en perforaciones infill.

En bloques parcialmente inundados, una vez generado el modelo, es necesario que el mismo reproduzca fehacientemente la historia de producción del bloque (History Matching). El modelado analítico del comportamiento de reservorios en estado estacionario puede prescindir de los datos de presión dinámica y permeabilidad. Sin embargo el modelo requiere otras variables como son curvas de llenado y coeficientes de distribución areal.

Los datos obtenidos a partir de un History Matching adecuado servirán como base para la predicción del modelo en las nuevas zonas a inundar.

La selección de los reservorios a inundar se enfoca principalmente en aquellos reservorios con mayor continuidad areal y mayor OOIP asociado. Por otro lado debe tenerse en cuenta que si bien el 20% de las capas generalmente contienen el 50% OOIP, existen reservorios de menor desarrollo que pueden resultar de interés para ser inyectados en algunas regiones del bloque.

El diseño del proyecto debe tener en cuenta el balance entre el agua disponible, caudales máximos de producción por pozo, posibilidad de perforación de infills, inyectividades de formación, facilidades de inyección, etc.

ANEXO IV: Manual de Ingeniería de Producción y Recuperación Secundaria (IP&RS)

El manual de ingeniería de Producción y recuperación secundaria tiene como objetivo llevar a la práctica, redactar informes y recomendaciones sobre la implementación y ejecución de los proyectos de recuperación secundaria definido en las etapas Execute y Operate del CVPWF. A su mismo, analiza y determinan roles y responsabilidades y la interacción entre los distintos sectores involucrados.

El manual está concentrado en el "**Que hacer**":

- **Cómo** se lleva a cabo dicho proceso en relación con los demás sectores involucrados
- **Cómo y Dónde** se debe o debería documentar la información
- **Cómo y con qué frecuencia** es la comunicación con otros sectores directa e indirectamente relacionados (Reservorios, Operaciones, Equipos de Torres, Facilites, Mantenimiento y Corrosión)
- **Con qué frecuencia** se actualizan los documentos y los cambios de alcance de cada proyecto
- **Define las responsabilidades** del grupo de IP&RS en cada punto de acuerdo con los roles y responsabilidades establecidos para cada puesto
- **Propone cambios o mejoras en el proceso** y/o en los **sistemas actuales** que permiten una optimización de los mismos o una migración hacia alguna nueva aplicación.

Responsabilidades:

El sector de IP&RS debe trabajar en cómo implementar el proyecto, interactuando con Reservorios y Operaciones. Ello implica:

- Confeccionar los programas de pozos, detectando y notificando desviaciones (técnicas y/o económicas) respecto del proyecto definido,
- Reasignar prioridades (conjuntamente con Reservorios y Operaciones) ante complicaciones que impidan ejecutar trabajos según los cronogramas definidos previamente
- Monitorear la ejecución de todos los trabajos en instalaciones y pozos conforme al proyecto definido
- Brindar soporte a Operaciones y Equipos de Torres para que se ejecuten los trabajos de acuerdo con lo diseñado.
- Proveer información para el seguimiento y la actualización de los modelos estáticos y dinámicos

En la etapa de seguimiento, es decir, la práctica del gerenciamiento de un proyecto de secundaria, debe ser permanente y comprende todo un ciclo:

- obtención, organización y validación de la información proveniente del monitoreo.
- comparación de la marcha con el proyecto original y verificación del apartamiento con las predicciones previas (o seguimiento).
- nuevo análisis y propuesta de implementación de correctivos y mejoras (u optimización).

Herramientas desarrolladas:

Para poder cumplir con las responsabilidades planteadas, se desarrollaron una serie de sistemas y prácticas, las cuales se mencionan a continuación:

- Cronogramas de reuniones interdisciplinarias en todas las etapas del proyecto (Collaboration meetings): 3 a 4 veces por año para proyectos en implementación, 1 a 2 veces por año en etapa de seguimiento.
- Documentación en entorno Web de desvíos, acciones realizadas y pendientes por pozo, con asignación de responsables (E-meeting)

- Sistemas corporativos en contexto Web que permiten planificar, valorizar, realizar seguimientos de costos, priorizar intervenciones, recursos y analizar intervenciones realizadas (P&CG: planificación / Open Wells: realización de la actividad / Faro: análisis de intervenciones)
- Reuniones y herramientas que permiten determinar cronogramas de Equipos de perforación, Workover, Pulling y Wireline (GEOP)
- Digitalización de los files de pozos para tener acceso en forma rápida al historial del pozo.
- Vinculación entre bases de datos de historia de intervenciones de pozos, datos petrofísicos, geológicos y de producción (Ej Bdiep, Zafiro, Sahara, etc)
- Registro on-line de las intervenciones realizadas con equipos de perforación, WO y Pulling (Open Wells / Dims)
- Registro on-line de las intervenciones de equipos de Wireline que permite obtener el historial de perfiles de tránsito realizados en inyectoras y acceder a las distribuciones de inyección por punzado
- Matriz de integridad que permite analizar y evaluar estado mecánico de los pozos, mitigando riesgos en las intervenciones
- Base de datos para la captura de lecciones aprendidas y mejores prácticas (KM)
- Módulo gráfico para el análisis de eficiencia de intervenciones (WETS) y tableros de control de producción.
- Visualización geo-referenciada de la red de facilities y pozos, análisis de capacidades y cuellos de botella.
- Reuniones periódicas de análisis de fallas de pozos productores
- Justificación de pérdidas de producción e inyección diarias y mensuales (Ichoke, Choke de petróleo)

Varias de estas herramientas evitan la duplicación y pérdida de información, manejan un mayor volumen de datos organizados de acuerdo a la exigencia surgida del nivel de actividad e información disponible, unifica criterios entre los grupos de trabajo y recopila, organiza y provee información a otros sectores.