

ANÁLISIS, MONITOREO Y OPTIMIZACIÓN DE UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Zullen Núñez, YPF, zullen.nunez@ypf.com

Sinopsis

El presente trabajo está orientado al análisis, monitoreo y diagnóstico de un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua en la cuenca del golfo de San Jorge.

Teniendo en cuenta el contexto actual de precios de petróleo y el peso relativo que tiene la recuperación secundaria en yacimientos maduros surge la necesidad de intensificar los esfuerzos en el monitoreo de dichos proyectos.

Dentro de este marco el objetivo del trabajo es maximizar el factor de recobro y generar el consecuente agregado de valor al proyecto, constituido por 17 pozos inyectoros y 46 pozos productores. Para esto es necesario identificar y cuantificar las diferentes problemáticas existentes, desde pozos con alta sumergencia, desbalance de mallas y disminución de la inyección de un 30%, mermas de petróleo, sistemas de extracción inadecuados, entre otros.

La metodología que se adoptó fue la siguiente:

- Monitoreo de las variables de producción para identificar desvíos respecto de la estimación original propuesta y en función de estos desvíos diagnosticar problemáticas.
- Estimación de producción de líquido asociado a la recuperación secundaria teniendo en cuenta el aporte por capa, para luego determinar el aporte de petróleo.
- Detección de zonas en desbalance y de zonas con aportes marginales de petróleo para reorientar la inyección optimizando el uso de agua. De esta manera también se pudo visualizar zonas de flujo preferencial y posibles canalizaciones.
- Uso de indicadores de monitoreo para definir el caudal óptimo de inyección por capa.

El resultado de la aplicación de esta metodología permitió visualizar oportunidades de reparación y reactivación de pozos, determinación de caudales óptimos de producción por pozo, apertura y cierre de capas optimizando la inyección para priorizar el recobro de petróleo.

Una vez ejecutadas las actividades visualizadas se incrementará el factor de recobro total en un 1% adicional y un incremental de reservas de 45%. Se puede concluir que empleando una metodología de análisis y diagnóstico permite agregar valor a un bajo costo de desarrollo.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	4
1. DESARROLLO	6
1.1. Monitoreo de las variables de producción	6
1.2. Estimación de producción de líquido asociado a la recuperación secundaria.	7
1.3. Uso de indicadores de monitoreo para definir el caudal óptimo de inyección por capa.	8
1.4. Detección de zonas en desbalance y de zonas con aportes marginales de petróleo	9
1.4.1. Caso estudio del pozo inyector CnE-001	10
1.4.2. Caso estudio del pozo inyector CnE-002	12
2. ACCIONES A IMPLEMENTAR	14
2.1. Intervención Inyector CnE-001	14
2.2. Optimización de los productores del proyecto	15
2.3. Principales capas para estimulación ácida en inyectores	16
2.4. Reorientación de inyección.....	17
3. GRÁFICO DE INCREMENTAL DE PRODUCCIÓN TOTAL	18
CONCLUSIONES.....	19
BIBLIOGRAFÍA.....	20

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Detalle de la ubicación de la zona de estudio	5
Fig. 2. Historia de producción del proyecto	6
Fig. 3. Porcentaje de distribución de inyección de una malla	7
Fig. 4. Pozos del proyecto con última sumergencia	8
Fig. 5. RAP vs NP del proyecto	9
Fig. 6. Análisis de RF vs PVI del proyecto	10
Fig. 7. Historia de producción malla CnE-001.....	11
Fig. 8. RF vs PVI CnE-001	11
Fig. 9. RAP vs PVI CnE-001	12
Fig. 10. Historia de producción malla CnE-002.....	12
Fig. 11. Caudal de líquido y VRR vs Tiempo CnE-002.....	13
Fig. 12. RF vs PVI CnE-002	13
Fig. 13. RAP vs PVI CnE-002	14
Fig. 14. Curvas de incremental de producción.....	18

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla. 1. Incremental de petróleo de la malla CnE-001	15
Tabla. 2. Pozos con oportunidades para intervención	15
Tabla. 3. Pozos con oportunidades para intervención con aperturas de capas	16
Tabla. 4. Capas candidatas para estimulación ácida en pozos inyectoras	17
Tabla. 5. Reorientación de la inyección	17

INTRODUCCIÓN

La zona de monitoreo se encuentra ubicada dentro del yacimiento Cañadón de la Escondida, en la Cuenca del Golfo san Jorge, a unos 35 km al NE de la localidad de Las Heras, Provincia de Santa Cruz. (Fig. 1).

A mayo de 2016 se encuentran 46 pozos en estado de producción y 17 en inyección de agua, tomando en su totalidad para el análisis presentado. Los pozos se encuentran en las cercanías de las baterías CE12 y CE17.

La metodología llevada a cabo para el análisis y monitoreo del proyecto de secundaria surge de la necesidad de obtener mejores resultados, tomando en cuenta las principales problemáticas como sumergencia, desbalance de mallas y disminución de la inyección.

En el presente informe se presentan:

- Presentación de la metodología utilizada.
- Análisis de RF vs PVI del proyecto.
- Casos de estudio de las mallas analizadas.
- Oportunidades de optimización.
- Totalidad de aperturas, cierres y estimulaciones de capas para optimizar la inyección.
- Incrementales por la realización de las acciones tomadas.
- Conclusiones.

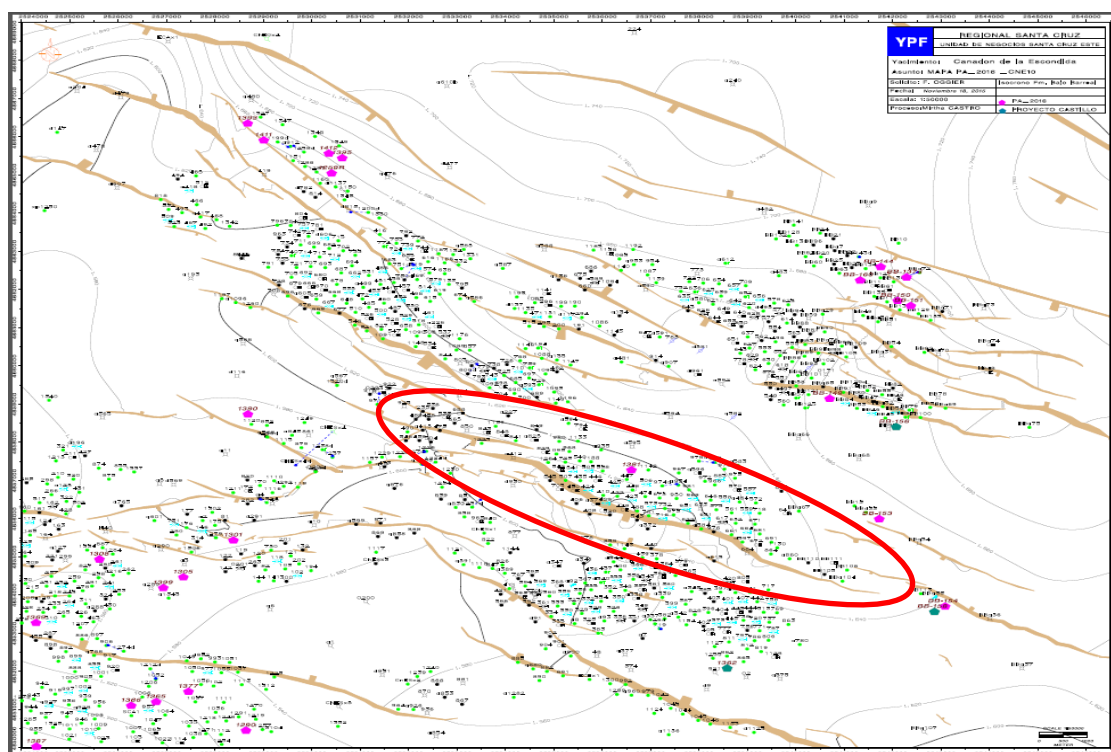


Fig.1. Detalle de la ubicación de la zona de estudio

1. DESARROLLO

Para el comienzo del análisis y monitoreo se propone una metodología, en donde se describen las observaciones y cálculos realizados para identificar oportunidades de mejoras. Las etapas del mismo se describen a continuación.

1.1. Monitoreo de las variables de producción

Para identificar desvíos respecto de la estimación original propuesta y en función de estos desvíos diagnosticar problemáticas fue necesario verificar el historial de producción del proyecto.

En los últimos años se detecta una merma de petróleo. Para comenzar a realizar el diagnóstico se realiza un análisis del comportamiento de inyectores y su correspondiente distribución de inyección.

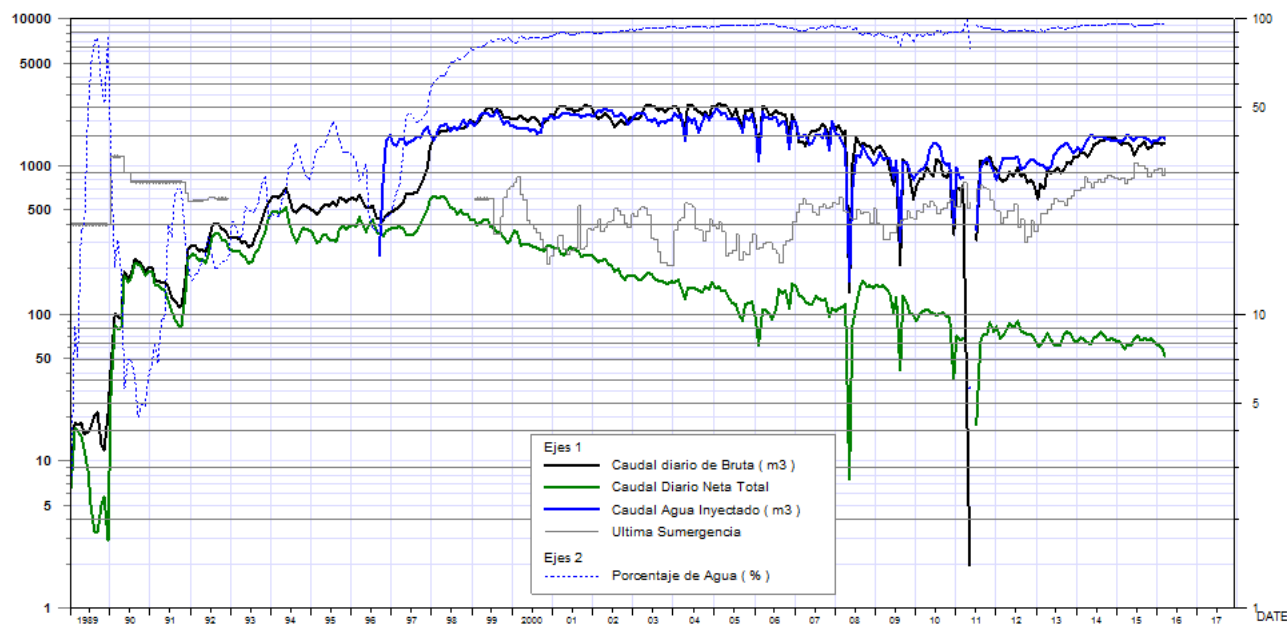


Fig. 2 Historia de producción del proyecto

En la historia de producción del proyecto se observa en el año 2006 un cierre parcial inyectores por causa de pozos con presión entre columna, esto ocasionó una pérdida de producción alrededor de 1000 m³/d de líquido total y pérdida de inyección de 900m³/d. En el 2011 se muestra un paro de la producción de 3 meses. Finalmente en el 2013 se comienza con la reactivación de los inyectores y se logra recuperar inyección y total de líquido, sin embargo no se llega a balancear en su totalidad las mallas involucradas en el proyecto y se observa a su vez un gran incremento de sumergencia sin permitir recuperar la producción de petróleo.

1.2. Estimación de producción de líquido asociado a la recuperación secundaria

Para el cálculo de estimación de producción de líquido asociado a secundaria se realiza un análisis de pattern en las 17 mallas involucradas en el proyecto. Se toma en cuenta el aporte por capa de los pozos productores de la malla, utilizando como variables; el historial de inyección de cada pozo, el ajuste de los caudales óptimos para obtener el caudal esperado de líquido, el balance de agua en donde se recupera el 90% de lo inyectado, y la distribución de inyección para cada productor y finalmente determinar el aporte de petróleo considerando el corte de agua optimizado.

De ésta manera se comienza a identificar pozos que no tienen el sistema de extracción adecuado para obtener una óptima recuperación de petróleo. También con la historia de producción se calcula caudales de líquido y petróleo, considerando un periodo de producción estable.

Aporte de líquido por secundaria de una malla:

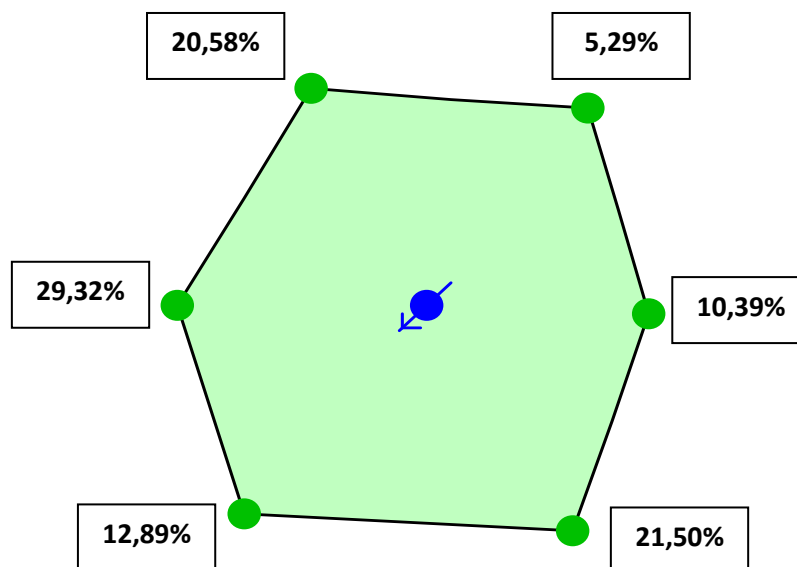


Fig. 3. Porcentaje de distribución de inyección de una malla

El aporte de líquido del inyector está representado en porcentaje para cada uno de los productores de la malla. Una vez obtenida la interpretación de los valores de aporte de producción de líquido asociado a secundaria de las 17 mallas del proyecto, se comienzan también a identificar en el mismo las zonas de alta sumergencia, obteniendo un total de 11 mallas de las 17 con desbalance.

Teniendo estos resultados se comienzan a tomar acciones sobre las prioridades de análisis en la zona para de esa forma poder examinar y detectar oportunidades en todo el proyecto.

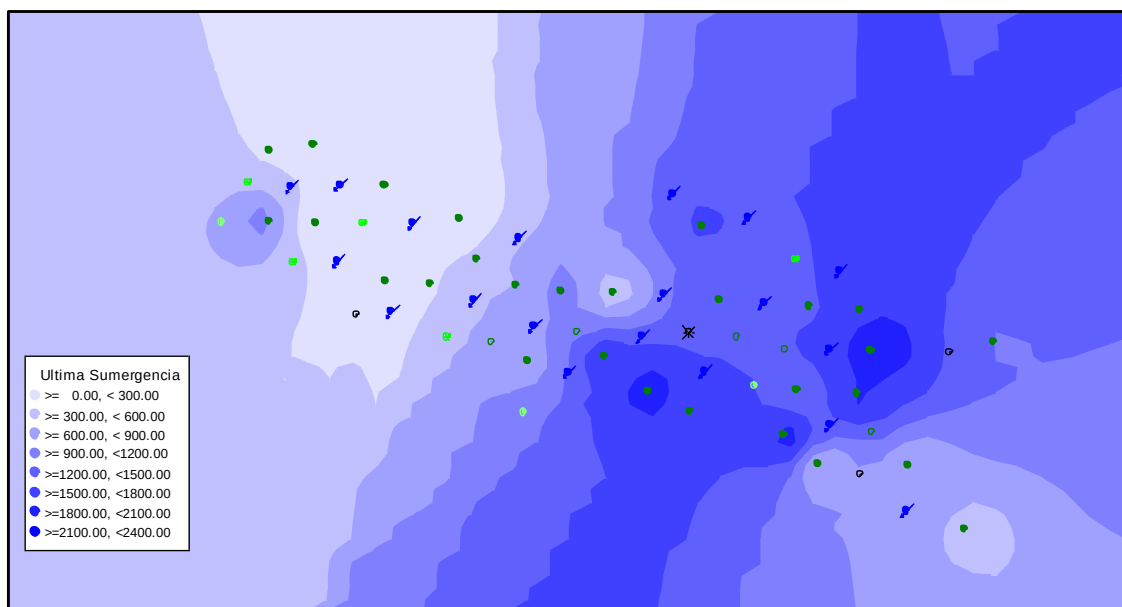


Fig.4. Pozos del proyecto con última sumergencia

1.3. Uso de indicadores de monitoreo para definir el caudal óptimo de inyección por capa

Los indicadores de monitoreo permitieron visualizar los caudales óptimos de inyección, con un primer análisis sobre el RAP vs NP del proyecto, pudiendo de esta manera evaluar la posibilidad de aumentar, bajar y reorientar la inyección dependiendo de cada caso.

Utilizando la información histórica de la distribución vertical de la inyección y analizando el comportamiento del RAP vs NP, se visualizaron oportunidades para redistribuir la inyección.

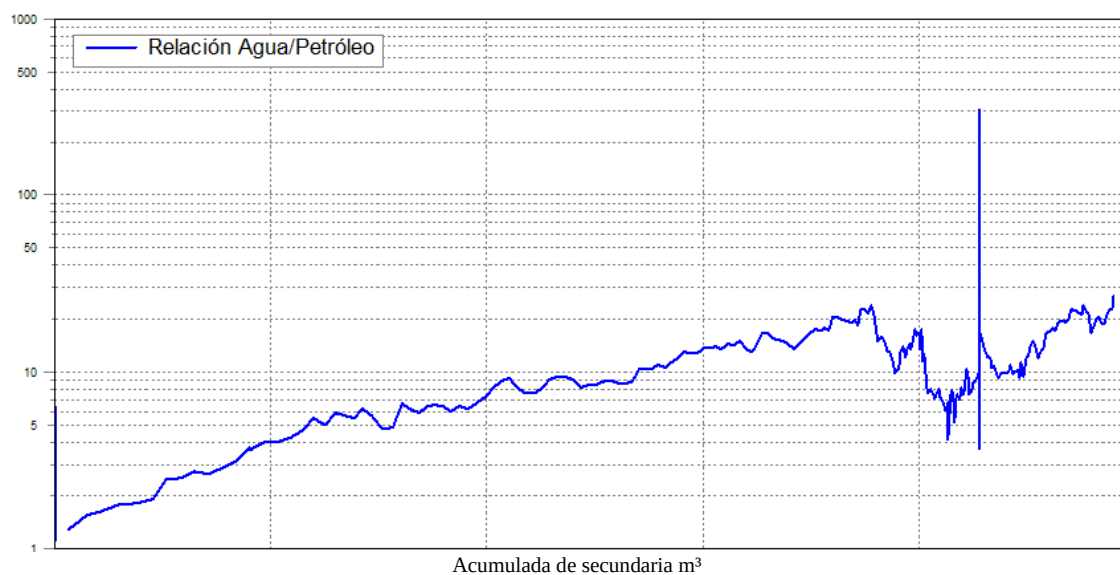


Fig. 5. RAP vs NP del proyecto

1.4. Detección de zonas en desbalance y de zonas con aportes marginales de petróleo

Fue necesario detectar las zonas en desbalance para maximizar la producción. Para éste análisis se obtiene el gráfico de FR (factor de recobro) vs VPI (Volumen poral inyectado) del proyecto, y luego por cada pozo inyector se obtuvieron los gráficos de historia de producción de la malla, caudal de líquido y VRR (voidage replacement ratio) vs Tiempo, caudal de petróleo y VRR vs Tiempo, RF vs VPI, RAP vs VPI y porcentaje de Agua vs VPI.

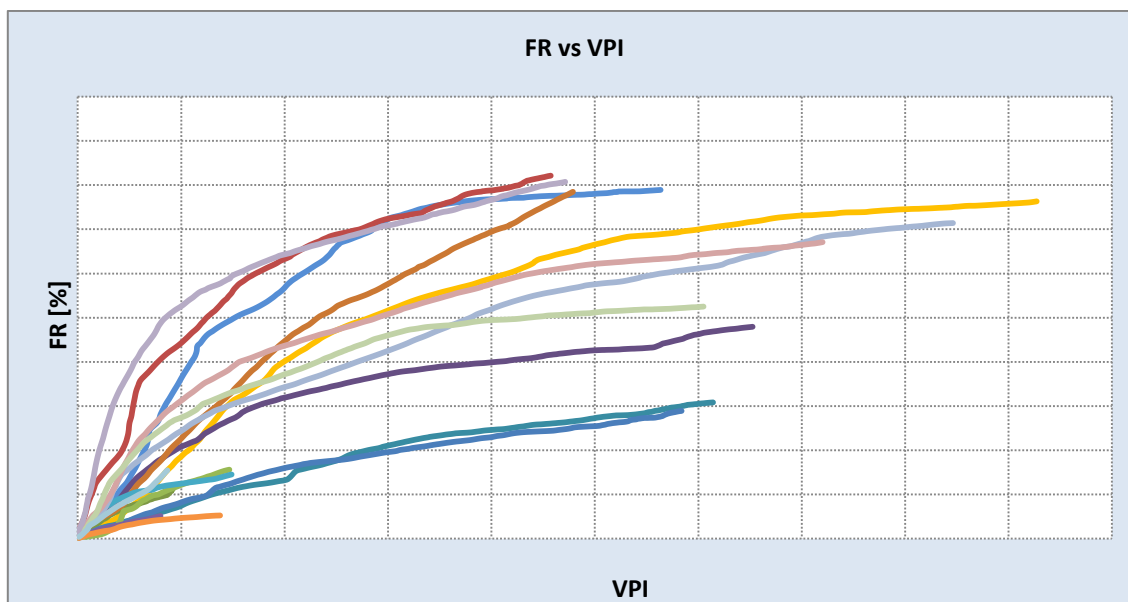


Fig. 6. Análisis de RF vs VPI del proyecto

Se grafican todas las mallas del proyecto en un mismo gráfico para comparar la performance relativa de cada una de ellas. Éste análisis ayudó a identificar los principales pozos inyectoros con menor factor de recobro del proyecto.

También ayuda a comprender en qué periodo de la vida se encuentra el inyector.

De esta manera se comienza a realizar el análisis por malla, detectando el comportamiento de cada uno de los inyectoros para comenzar a tomar las acciones correspondientes.

1.4.1. Caso estudio del pozo inyector CnE-001

El siguiente caso es de una de las mallas con menor volumen poraleo inyectado y menor recuperación de petróleo, por lo que se hace una evaluación sobre dicho comportamiento, donde se observa que los productores asociados al inyector responden a la inyección, sin embargo la poca admisión del inyector no permite obtener la recuperación óptima de petróleo de la malla.

En ciertos periodos estuvo inyectando cerca de los 90m³/d sin embargo este caudal no fue constante, y en los últimos años fue disminuyendo la inyección hasta llegar a 16m³/d. La disminución se debió a causas como los sólidos en suspensión en el agua de inyección y también a la variación de la presión del reservorio a causa del desbalance en la malla.

Los datos a continuación fueron calculados mediante el software Sahara. Para ello se necesitaron los siguientes datos:

- 1) Planos Estructurales, espesores totales, espesores permeables, espesores útiles.
- 2) Cálculo de área
- 3) Promedio de espesores permeables por malla.

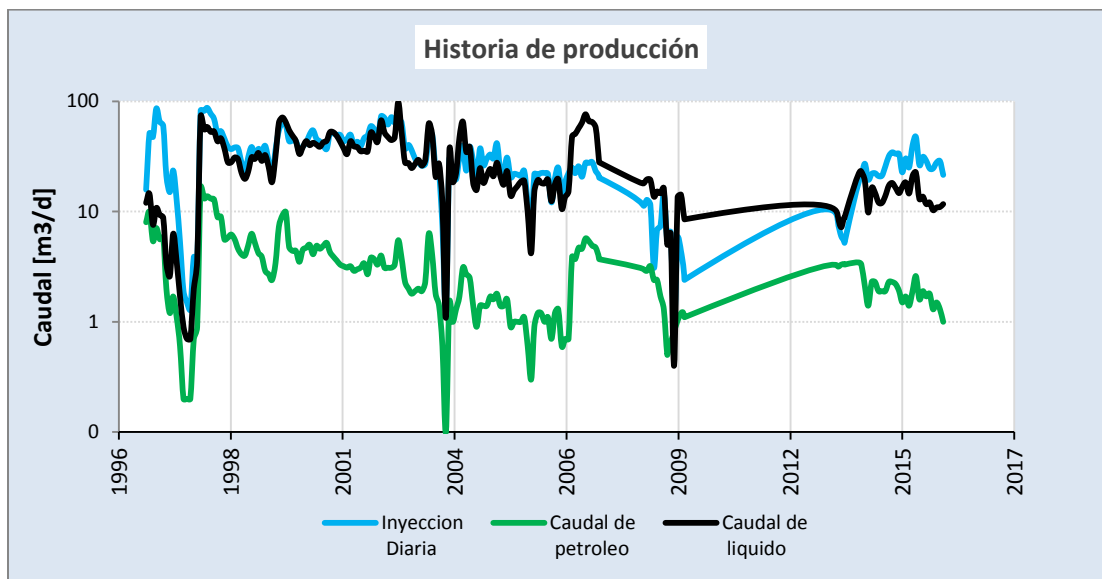


Fig. 7. Historia de producción malla CnE-001

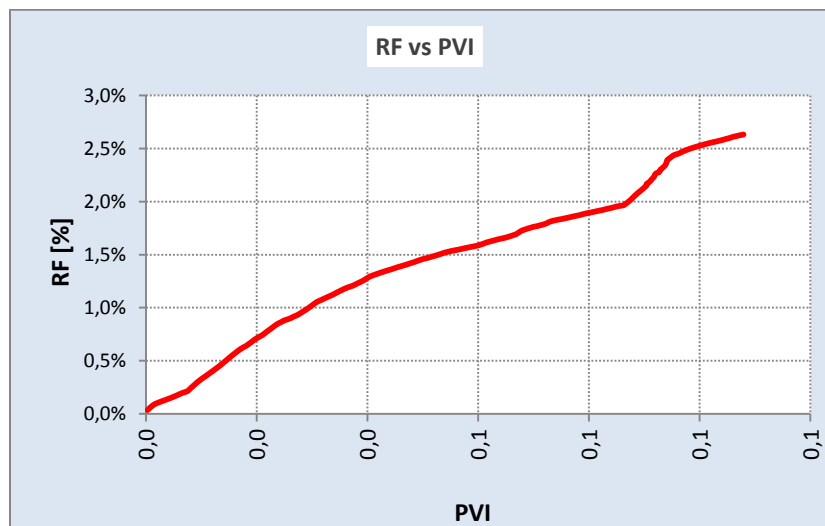


Fig.8. RF vs PVI CnE-001

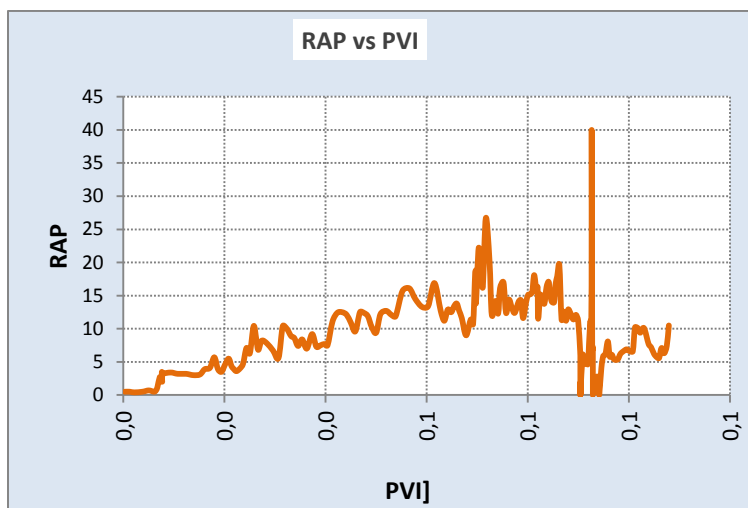


Fig.9. RAP vs PVI CnE-001

En base al análisis se evalúan todas las capas del inyector. Actualmente el pozo tiene 8 capas en inyección. Se propone una intervención para colocar en secundaria 5 capas más y realizar una estimulación ácida a las capas bajo inyección en la actualidad para recuperar el caudal previo. Con la apertura de las capas se estaría llegando a un promedio de espesor permeable de 30m.

1.4.2. Caso estudio del pozo inyector CnE-002

El Siguiendo caso es una de las mallas con mayor volumen poral inyectado del proyecto y con un factor de recobro de 14%. Sin embargo, se identifica un desbalance en la malla y posibilidades de optimización para recuperar la producción de petróleo.

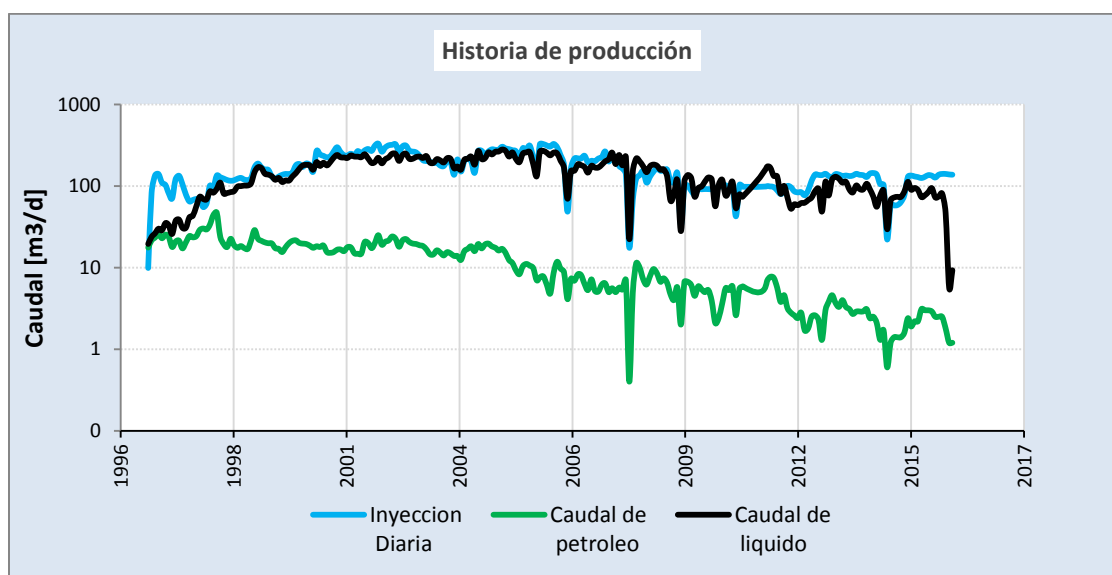


Fig. 10. Historia de producción malla CnE-002

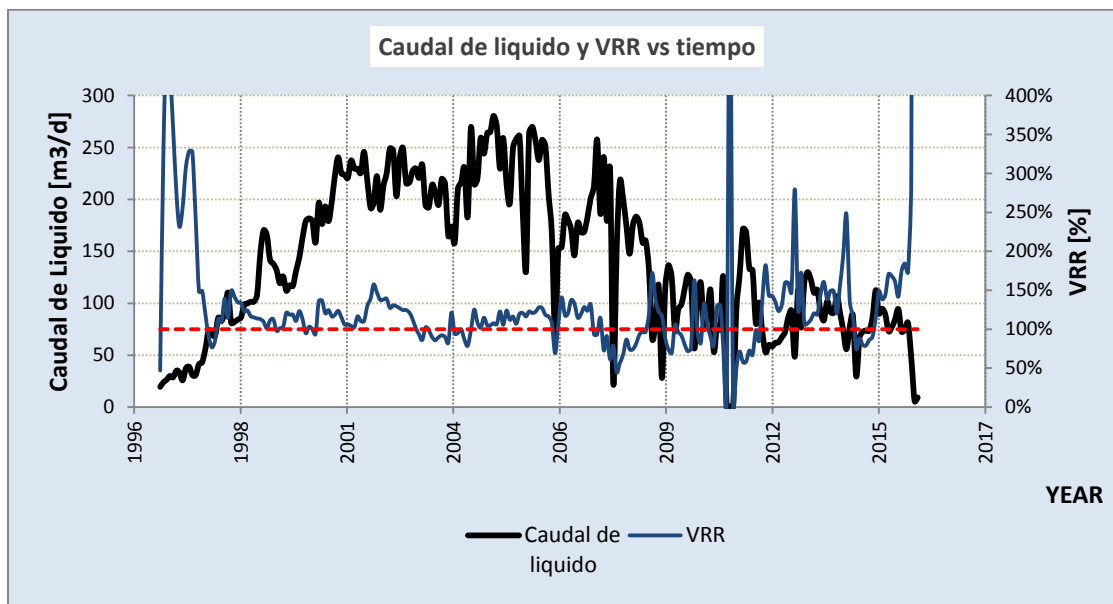


Fig. 11. Caudal de líquido y VRR vs Tiempo CnE-002

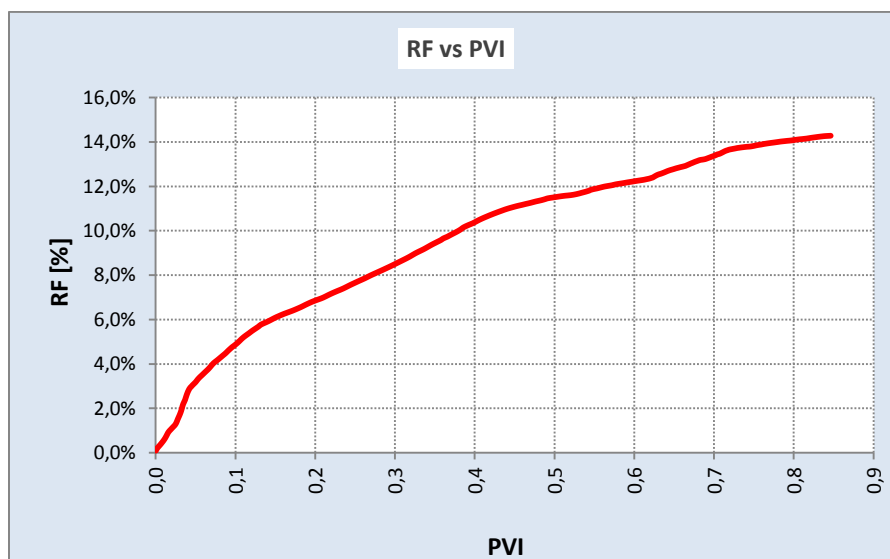


Fig.12. RF vs PVI CnE-002

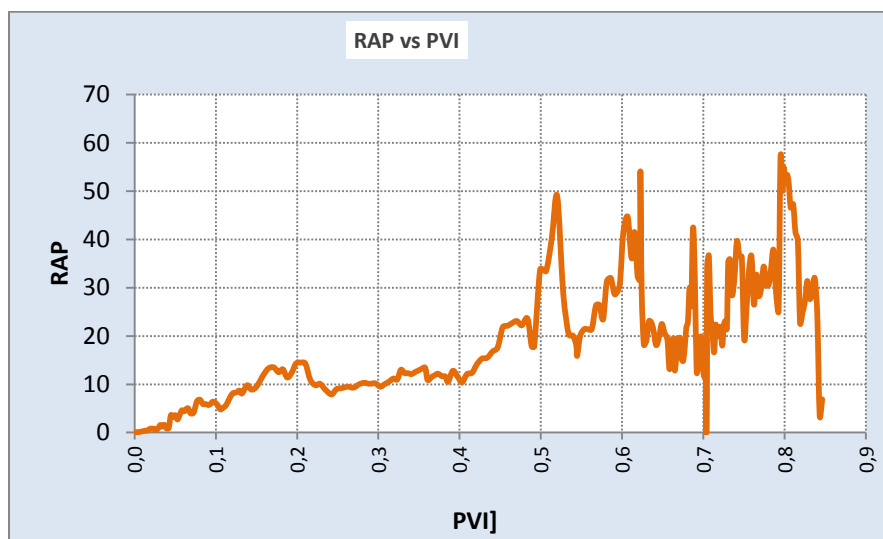


Fig.13. RAP vs PVI CnE-002

Con los resultados obtenidos del análisis se identifican los 4 pozos productores de la malla para cambio de sistema de extracción y adecuación de régimen. Con los cálculos adquiridos del aporte por secundaria con el caudal óptimo de inyección permitió adecuar los sistemas y de esta manera se obtendrá un incremental de petróleo en la malla y así volver a su estado óptimo.

2. ACCIONES A IMPLEMENTAR

Se analizaron todos los pozos inyectoros y productores de cada una de las mallas del proyecto. Luego de los diferentes análisis y monitoreo se detectan las siguientes acciones a implementar:

2.1. Intervención Inyector CnE-001

Los cálculos obtenidos de la intervención del inyector corresponde a los 3 pozos productores, el incremental se obtiene tomando en cuenta en éste caso el aporte de líquido con las nuevas capas asociadas a secundaria, caudal de líquido actual y porcentaje de corte de agua.

Pozo Productor	Q Líquido total actual m³/d	Q Petróleo actual m³/d	Q Petróleo total m³/d	Q Petróleo incremental m³/d
Cne-003	20	0,5	1,5	1
Cne-004	20	1,5	5	3,5
Cne-005	17	2,5	7	4,5

Tabla 1. Incremental de petróleo de la malla CnE-001

Una vez realizada la intervención la malla obtendrá un incremental de petróleo de 9m³/d.

2.2. Optimización de los productores del proyecto

Se visualizan las primeras oportunidades en pozos productores para incrementar la producción de líquido total, estimando el volumen de líquido aportado por secundaria y adecuando las instalaciones de producción a esa estimación, donde se obtiene en ésta instancia un total de 12 pozos para optimizar.

Con los datos de caudales actuales del pozo, el incremental de líquido asociado a secundaria y el corte de agua se adquieren los incrementales de petróleo.

A partir de esta información se realizó la evaluación económica teniendo en cuenta también la inversión asociada a las acciones necesarias a realizar.

Pozos Productores	Q Líquido total actual m³/d	Q Petróleo actual m³/d	Q Petróleo total m³/d	Q Petróleo incremental m³/d
CnE-006	70	1,5	4	2,5
CnE-007	70	0,7	3,2	2,5
CnE-008	43,2	3,5	5	1,5
CnE-009	110	2,2	5	2,8
CnE-010	44,5	3	6	3
CnE-011	70	1,5	2,6	1,2
CnE-012	72	1,5	4	2,5
CnE-013	24	1,2	3,3	2
CnE-014	28	0,2	1,2	0,9
CnE-015	28	0,5	4,2	3,7
CnE-016	52	2	4,5	2,5
CnE-017	25	5	8,5	3,5

Tabla 2. Pozos con oportunidades para intervención

Una vez implementadas todas estas acciones y tomando en cuenta un caudal óptimo de inyección de cada malla se obtendrá un incremental de 28,6 m³/d.

El análisis de pattern permitió no sólo identificar caudales óptimos de inyección y optimización de producción sino también obtener oportunidades de aperturas de capas. Se identificaron 7 pozos para futuras intervenciones con esta posibilidad.

Analizando el modelo estático de cada una de las mallas se identificaron capas en inyección que no se encuentran abiertas en alguno de los productores asociados al inyector, para que el resultado de la inyección sea óptimo se deberá abrir las mencionadas capas.

Para el cálculo de incrementales se realiza de la misma manera del análisis anterior, el incremental por cada capa nueva y así se obtiene el caudal de líquido total por incremental y con el corte de agua optimizado de cada pozo se adquiere el caudal de petróleo.

Pozos identificados para Intervención:

Pozos Productores	Q Líquido total actual m ³ /d	Q Petróleo actual m ³ /d	Q Petróleo total m ³ /d	Q Petróleo incremental m ³ /d
CnE-018	5	3	5	2
CnE-019	80	2,5	7	4,5
CnE-020	40	7	13,5	6,5
CnE-021	13	6,5	8,5	2
CnE-022	40	0,8	3,9	3
CnE-023	40	3,5	6	2,5
CnE-024	50	1	2,5	1,5

Tabla 3. Pozos con oportunidades para intervención con aperturas de capas

Una vez ejecutadas todas las intervenciones de los 7 pozos identificados se obtendrá un incremental de 22m³/d.

2.3. Principales capas para estimulación ácida en inyectores

Con la realización del análisis de pattern y análisis de casos de estudio de todos los inyectores del proyecto se identificaron capas con posibilidades de estimulación ya sea por sus bajos caudales y por el contraste con respecto a la información histórica de cada una. Con los datos analizados se detectaron las siguientes capas:

POZO	CANT.CAPAS	ACCIÓN
CnE-025	2	Estimular
CnE-026	1	Estimular
CnE-027	5	Estimular
CnE-028	1	Estimular
CnE-029	1	Estimular

Tabla 4. Capas candidatas para estimulación ácida en pozos inyectores

Una vez ejecutadas todas las estimulaciones anteriormente descritas se obtendrá un incremental de 5m³/d.

2.4. Reorientación de inyección

Una vez detectadas las oportunidades de intervención para inyectores se identificaron los casos para reorientar la inyección.

Se encontraron casos con inyección en capas cerradas en los productores o que no se encuentran desarrolladas en ninguno de los productores de la malla. De esta manera permite tener una mejor distribución de inyección detectando las zonas con aportes marginales de petróleo y así reorientar la inyección optimizando el uso del agua.

Por tal motivo se propone como acción inmediata cerrar o bajar el caudal de las capas tal como se muestran a continuación:

INYECTOR	CANT.CAPAS	ACCIÓN
CnE-030	1	Cegar
CnE-031	1	Cegar
CnE-032	1	Disminuir caudal
CnE-033	1	Disminuir caudal
CnE-034	1	Disminuir caudal

Tabla.5. Reorientación de la inyección

Si bien no hay calculado un incremental por reorientar la inyección, se considera que se tendrá un aporte de petróleo con cada una de estas acciones. También hay un ahorro energético por utilizar bien el recurso y además, se evita colapsos de casing por sobrepresurización de los reservorios sin drenar.

3. GRÁFICO DE INCREMENTAL DE PRODUCCIÓN TOTAL

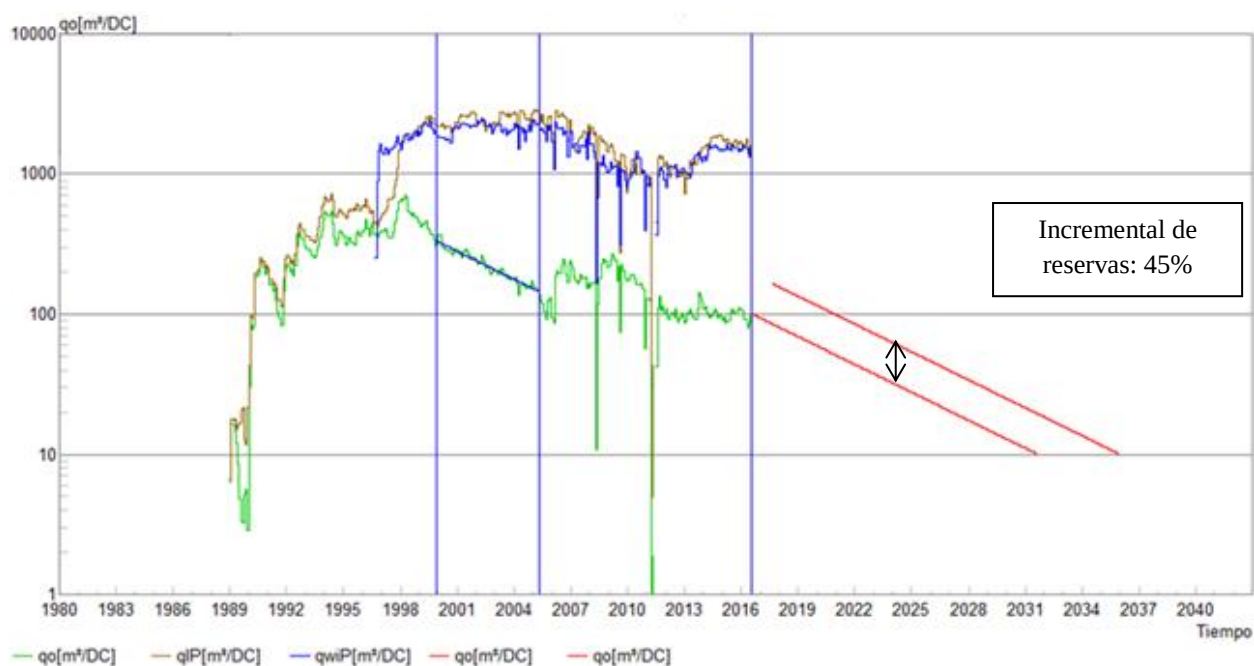


Fig. 14. Curvas de incremental de producción

Se determina el pronóstico de producción con la realización de todas las acciones anteriormente mencionadas. Tomando en cuenta un incremental de 65m³/d. Con un declino de 14,6% anual efectivo.

Con la implementación de las acciones anteriormente mencionadas se obtendrá un incremental de reservas de 45% Ayudando la metodología aplicada a maximizar el factor de recobro y de esta manera obtener mejoras en el proyecto.

CONCLUSIONES

- El resultado de la aplicación de esta metodología, empezando desde una visión integral del bloque para luego pasar a un análisis pozo a pozo y capa a capa, permitió visualizar oportunidades de optimización de pozos y obtener sus respectivos incrementales de producción de petróleo. También se identificaron capas para ser estimuladas con ácido tomando en cuenta su historial al igual que la intervención de un inyector, estas acciones generan un incremental de 65m³/d.
- Se pudo determinar caudales óptimos de producción por pozo, al igual que la apertura y cierre de capas optimizando la inyección para priorizar el recobro de petróleo y disminuir el corte de agua.
- Una vez ejecutadas todas las actividades visualizadas se incrementará el Factor de recobro total en un 1% adicional y un incremental de reservas de 45%.
- El empleo de la metodología de análisis y diagnóstico no solo permite agregar valor a un bajo costo de desarrollo, sino también generar un análisis constante de cada uno de los proyectos y obtener resultados óptimos.

BIBLIOGRAFÍA

- ABDUS SATTER, THAKUR GANESH. 1994. *Integrated Petroleum Reservoir Management*. Editorial Pennwell Books.
- CRAFF B.C, M.F HAWKINS Jr. *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*. Editorial TECNOS S.A, Madrid, España.
- ESCOBAR MACUALO FREDDY HUMBERTO. 2000. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Editorial Universidad Surcolombiana, Colombia.
- T. E. W. NIND. 1987. *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*. Editorial LIMUSA.

Curriculum vitae

Datos Personales

Nombre y Apellido: Zullen Angélica Núñez Atencio

Fecha de nacimiento: 17 de Octubre de 1986.

Teléfono particular: 11-3638-8479

CUIL: 27-94906242-8

DNI: 94.906.242

Estudios Realizados

- **Título: Especialista en Ingeniería en Calidad**

Universidad Tecnológica Nacional (2012-2014)

Lugar: Capital Federal, Argentina

- **Título: Ingeniera de Petróleo**

Universidad del Zulia (2004-2009)

Lugar: Maracaibo, Venezuela

Experiencia laboral

Actual: Ingeniera de Reservorios en YPF

2013-2014. Analista Funcional en Operaciones de pozos en INNOVISIÓN S.A

2012-2013. Analista para el área de Downstream en ORION TECH S.A

2008-2009. Ingeniera de Reservorios en PDVSA