

REDISTRIBUCION DE INYECCIÓN EN CAMPOS MADUROS MEDIANTE EL USO DE TECNOLOGÍA BASADA EN “*DATA PHYSICS*”. YACIMIENTO CERRO DRAGÓN. CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Centineo Jerónimo, Pan American Energy SL, jcentineo@pan-energy.com
Galliano Federico, Pan American Energy SL, fgalliano@pan-energy.com
García Fabian, Pan American Energy SL, fgarcia@pan-energy.com
Godoy Andrés, Pan American Energy SL, agodoy@pan-energy.com
González Lucas, Pan American Energy SL, lgonzalez@pan-energy.com
Jaime Pablo, Pan American Energy SL, pjaime@pan-energy.com
Medda Fernando, Pan American Energy SL, fmedda@pan-energy.com

Gutiérrez Fernando, Tachyus Inc., fernando.gutierrez@tachyus.com
Pastor Paola, Tachyus Inc., paola.pastor@tachyus.com

Palabras claves

Redistribución de inyección, Cuenca del Golfo San Jorge, Optimización, Inyección, Física de reservorio, Big Data,

Abstract

The Zorro project is located within the Cerro Dragón field. It is subdivided into nine blocks as a result of main faults which delimit the structure and distribution of reservoir rocks. A significant percentage of the project's oil production is associated with secondary recovery.

This work presents the application of a novel modeling technology used in two of the nine blocks of Zorro project, in order to optimize the vertical efficiency of water injection through the redistribution of the injected volume to increase production, reduce costs of injection and improve the development of reserves.

To achieve these objectives, the technology known as Data Physics, which combines the robustness of reservoir physics with the speed of data management software, was used. This continuous scale process solves a smaller number of uncertainties variables, solving faster compared to traditional simulation techniques. This new model incorporates real data, which is continuously updated allowing different scenarios to be explored and to identify the optimal water injection plans. Since this technology is being supported by physical principles, it provides a long-term prediction and ensures physically real solutions.

Currently the recommendations resulting from the predictive model have been implemented in the field and the project is in the monitoring and control phase.

Resumen

El proyecto Zorro se ubica dentro del Yacimiento Cerro Dragón, el mismo está subdividido en nueve bloques producto de fallas principales que delimitan la estructura y la distribución de las rocas reservorios. La mayor parte de la producción de petróleo del proyecto está asociada a la recuperación secundaria.

Este trabajo presenta la aplicación de una novedosa tecnología de modelado utilizada en dos de los nueve bloques del proyecto Zorro, con el objeto de optimizar la eficiencia vertical de inyección de agua a través de la redistribución del volumen inyectado para incrementar la producción, reducir los costos de inyección y mejorar el desarrollo de las reservas.

Para lograr estos objetivos, se utilizó la tecnología Data Physics (*Data Science, Big Data and Machine Learning*), que combina la robustez de la física de reservorios con la velocidad del software de manejo de datos. Este proceso de escala continua resuelve un menor número de incógnitas, resolviendo las ecuaciones más rápido en comparación con las técnicas tradicionales de simulación.

Este nuevo modelo incorpora datos reales, los cuales se actualizan continuamente permitiendo explorar diferentes escenarios e identificar los planes óptimos de inyección de agua. Dado que esta tecnología honra los principios físicos, provee una predicción a largo plazo y asegura soluciones físicamente reales.

Actualmente las recomendaciones resultantes del modelo predictivo han sido implementadas en el campo y el proyecto se encuentra en fase monitoreo y control.

Introducción

Este trabajo se concentra en dos de los nueve bloques del proyecto Zorro, más precisamente en los Bloques Zorro Norte (ZN) y Zorro Sur (ZS). El Yacimiento Zorro, se sitúa al centro sur de la concesión Cerro Dragón y al sur de la provincia de Chubut. Las particularidades de la cuenca hacen que este tipo de tecnologías sean atractivas debido a que pueden manejar gran cantidad de datos proporcionando un mejor entendimiento de los reservorios productivos.

Se presenta en el siguiente trabajo la aplicación de una tecnología con la cual se modela la historia de producción e inyección de los dos bloques, posteriormente se seleccionó un escenario de redistribución de inyección. Lo que se espera es que al aplicar dicha recomendación en el campo se puedan obtener un aumento en la producción según fue predicho por la utilización del software.

A la fecha las recomendaciones del modelo predictivo han sido ya implementadas en los inyectores de los bloques. Actualmente el equipo de trabajo se encuentra en fase de monitoreo y control.

Antecedentes

En la actualidad las empresas del upstream a nivel mundial; buscan automatizar sus operaciones, apuntando hacia un modelo “Digital Oil & Gas Field” con el objetivo de replicar por medio de software el comportamiento de dichas operaciones.

Vale decir, que hoy en día, las aplicaciones se utilizan como un sistema de administración en tiempo real durante todo el ciclo de vida de cualquier activo. Permitiendo a las empresas perfeccionar el valor de la información disponible relacionada con los reservorios, pozos, instalaciones de superficie entre otras.

El propósito del “Yacimiento Digital” es maximizar la recuperación de petróleo, reducir el tiempo no productivo y aumentar la rentabilidad a través del diseño y despliegue de flujos de trabajo integrados. Los flujos de trabajo de yacimientos digitales combinan la gestión de procesos de negocios con tecnología avanzada de información y experiencia en ingeniería para agilizar y, en muchos casos, automatizar la ejecución de tareas realizadas por equipos multifuncionales.

En el marco del yacimiento digital un problema frecuente a resolver es su optimización. En la industria de E&P la optimización es uno de los problemas más complejos de resolver y sin

embargo su solución genera más valor en comparación a procesos alternos. Existen numerosas restricciones operacionales (inyecciones máximas y mínimas en pozos o capas, capacidad de la planta de inyección, inyección constante en el tiempo, etc.,) que agregan un grado de dificultad mayor a la solución del problema.

El piloto de *Data Science* aplicado al Campo Zorro permitió probar una tecnología de optimización novedosa, rápida y de bajo costo; que se podrá extrapolar rápidamente a otros sectores del campo o a otros campos.

Metodología

La motivación principal de Data Science es proveer una plataforma tecnológica; en la que se pueda optimizar cuantitativamente la producción de petróleo. El objetivo de optimizar cuantitativamente es predecir qué acciones producirán el máximo rendimiento de la producción u otros objetivos a maximizar como por ejemplo el Valor Actual Neto (VAN), minimizar inyección de agua o simultáneamente cumplir varios objetivos.

Para lograr estos planes, es necesario crear un modelo predictivo de los mecanismos de reservorio, tanto cuantitativamente exacto como estadísticamente probado, el cual se basa en un ensamble de aproximadamente en miles de modelos. Se debe poder predecir con precisión no solo el comportamiento pozo por pozo, sino también analizar correctamente las interdependencias de los pozos inyectoros y productores. En cada caso, la física debe impulsar el resultado predicho, y la confianza estadística debe calcularse para que el riesgo relativo se pueda contabilizar adecuadamente.

La investigación de decenas de miles de escenarios que simulan cuantitativamente conjuntos específicos de actividades como la redistribución de la inyección, permite seleccionar planes operativos que cumplan con criterios de optimización específicos, como preservar las tasas de producción actuales u optimizar a largo plazo el incremento en la eficiencia de barrido de petróleo, lo cual representa un potencial incremento en las reservas.

Esta novedosa metodología de modelado combina la ciencia moderna de datos y la física de la simulación de yacimientos como se muestra en la Fig. 1. Los modelos de Data Science and Big Data, así como también los modelos de aprendizaje automático, solo requieren días para configurarse y se pueden ejecutar en tiempo real.

Al mismo tiempo, dado que incluyen la misma física que un simulador dinámico de reservorio (conservación de materia, Ley de Darcy, etc), ofrecen una excelente capacidad predictiva a largo plazo, incluso cuando los datos históricos son escasos o ruidosos. Según Sarma et al (2017) el enfoque de la Física de Datos difiere del "aprendizaje" tradicional, que no intenta restringir los modelos utilizando la física gobernante.

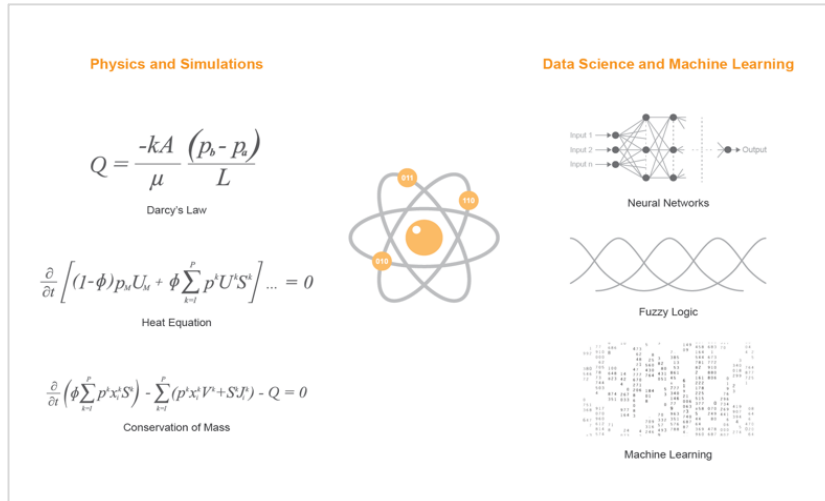


Fig. 1 - Data Physics incorpora técnicas de ciencias de datos con física del reservorio

Ley de Darcy:

$$Q = \frac{-kA}{\mu} \frac{(p_b - p_e)}{L}$$

Darcy's Law

- Q: caudal de fluido (m³/d)
- K: permeabilidad absoluta (md)
- A: área de la sección transversal (m²)
- μ: viscosidad del fluido circulante (cp)
- L: distancia de entrada y salida (m)
- P: presiones de entrada y salida (bares)

Como se muestra en la Fig. 2, el primer paso del flujo de trabajo, son los algoritmos avanzados de Machine Learning, que se utilizan para resolver las ecuaciones físicas que rigen el comportamiento del reservorio. Los modelos físicos utilizan datos sin procesar, imparciales y no interpretados como entrada, lo que respeta las señales observadas históricamente y garantiza la coherencia en la ejecución del modelo.

Una vez descifrados los parámetros del reservorio, estos son empleados como entrada junto con las variables de control y las restricciones operacionales al motor de Data Science el cual resuelve un sistema de ecuaciones diferenciales parciales (EDP) gobernantes mediante un novedoso método de solución inspirado en redes neuronales. Las soluciones para estas EDP producen los pronósticos de tasas que caracterizan el rendimiento del yacimiento.

Los algoritmos avanzados se utilizan para construir y ajustar un conjunto de modelos que respetan todos los datos de entrada, incluidas los caudales de producción e inyección y las leyes físicas del reservorio, representadas por las EDP, que todos conocen en simuladores numéricos, por ejemplo, la Ley de Darcy, las ecuaciones de Balance de Masa, la Conservación de la Energía, las Leyes de la Termodinámica, etc.

El último paso para identificar el plan operativo óptimo; es la utilización de la combinación de algoritmos de optimización genética y evolutiva para ejecutar diferentes escenarios que puedan priorizarse en base a múltiples objetivos de optimización. Este conjunto de modelos, combinados con los objetivos y restricciones de optimización, pueden resolverse de manera rápida y precisa para producir pronósticos.

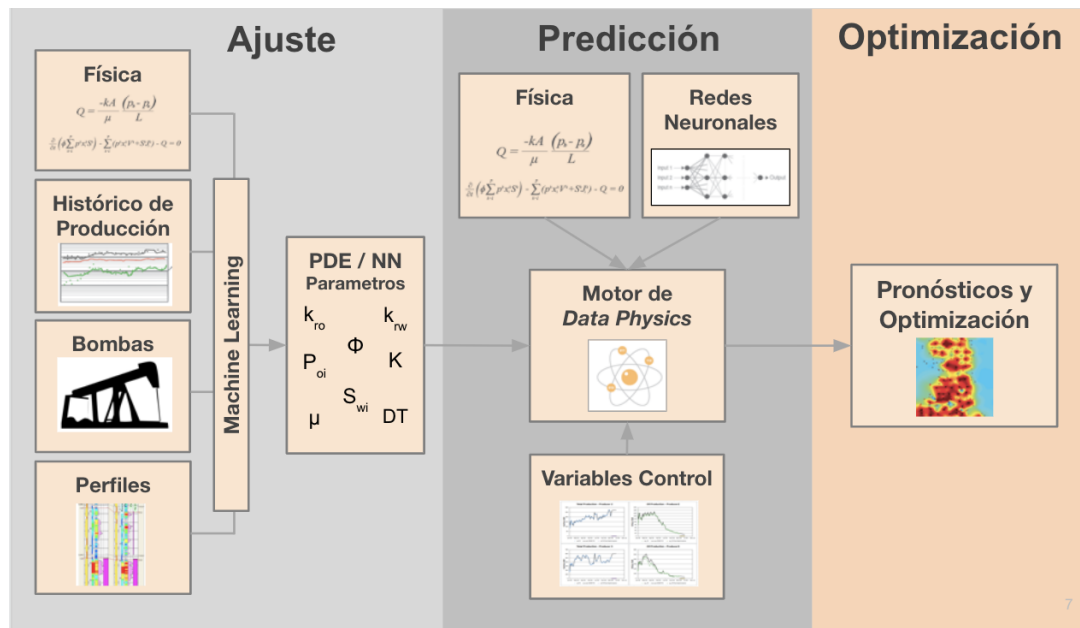


Fig. 2 - Flujo de trabajo de Data Science and Big Data.

Caso de Estudio: Zorro Norte y Zorro Sur

Localización

La concesión Cerro Dragón, ubicada en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, entre las Provincias de Chubut y Santa Cruz, República Argentina. Cuenta con aproximadamente con 3,450 km² de extensión explotada desde 1958 (Fig.3).

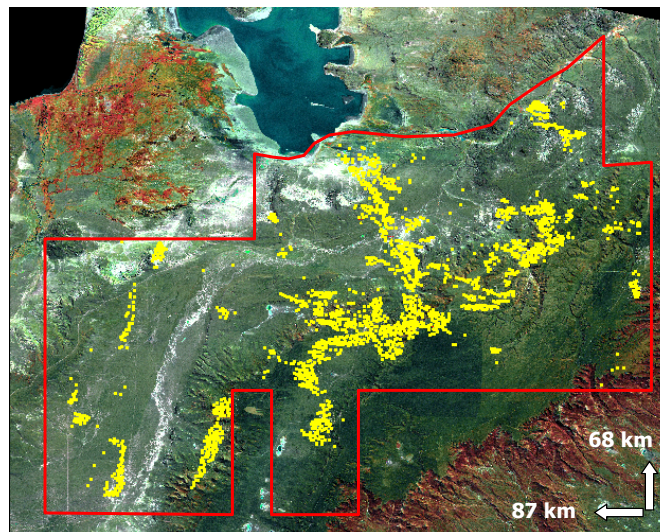


Fig. 3 – Concesión Cerro Dragón- Pan American Energy SL.

La concesión se encuentra distribuida en diferentes yacimientos, dentro de los cuales se han desarrollado diversos proyectos de inyección de agua desde comienzos de 1969.

Los límites del proyecto Zorro se encuentran ubicados en la porción centro sur de la concesión Cerro Dragón. El área de estudio está limitada al Norte por una falla principal que lo desvincula del otro proyecto, al Oeste y al Este por pozos pertenecientes a otros proyectos y hacia el Sur los límites son establecidos arbitrariamente por los desarrollos actuales. La (Fig.4) muestra los límites del área de estudio y sus proyectos vecinos.

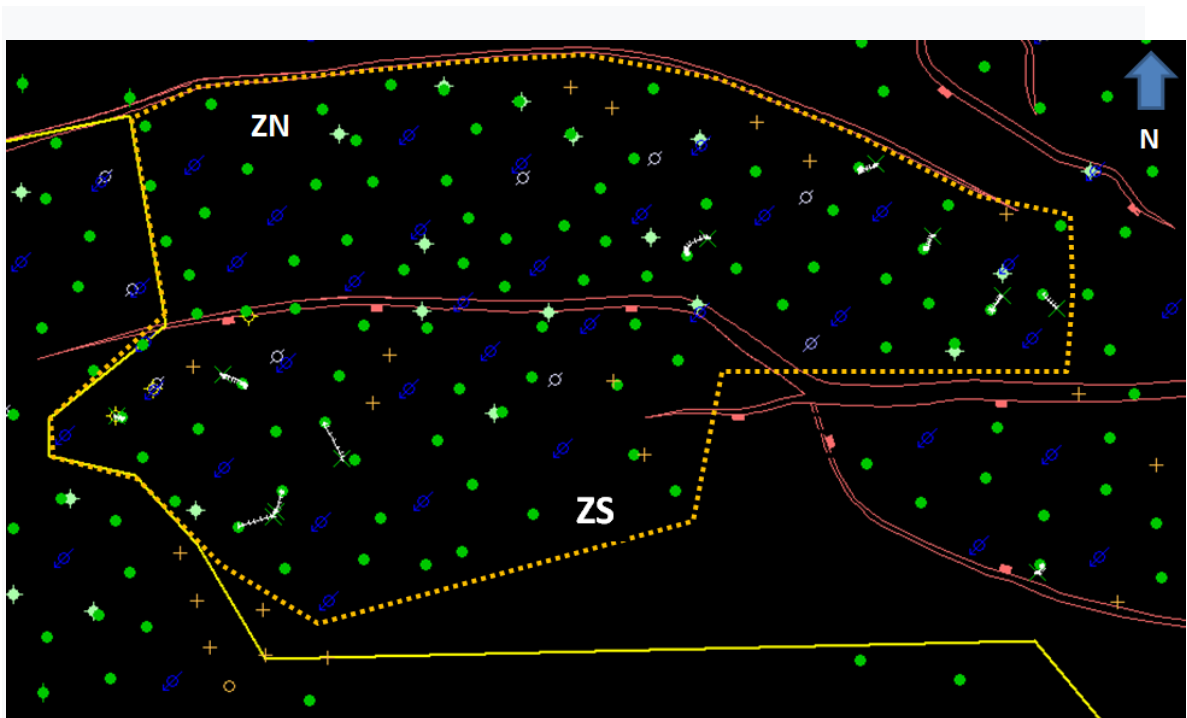


Fig. 4 - Área mostrando las demarcaciones geográficas de los bloques Zorro Norte y Zorro Sur.

Características Geológicas

El Bloque Zorro muestra cinco niveles guías principales (C, K, L2, M7, P), espaciados de 25 a 70 m entre sí. Los niveles principales y las fallas fueron ajustados con interpretación sísmica. Para la conversión tiempo a profundidad se usó una ley de velocidad elaborada a partir de perfiles sísmicos y de densidad.

Desde el aspecto estructural, el bloque se encuentra próximo a zonas estructuralmente muy complejas. Regionalmente, el rasgo más destacado es la falla directa que divide VH de LM (Línea amarilla Fig.5), a la que se asocia genéticamente el anticlinal de rollover fallado que se desarrolla inmediatamente al sur.

El proyecto se encuentra sobre el flanco del pliegue, al sur de la falla antitética principal (Línea violeta Fig.5). Es decir, al norte del proyecto existe una falla principal, de alto rechazo (entre 70 y 100 metros) que lo desvincula con el Bloque LM “Línea violeta”.

Por otra parte, el bloque se ve afectado en la parte media por una falla secundaria (línea roja Fig.5), de rumbo E-O que buza al sur. Esta fractura forjó un desplazamiento relativo de los bloques (N-S): Zorro Norte (ZN) y Zorro Sur (ZS). Ambos bloques tienen similares características geológicas.

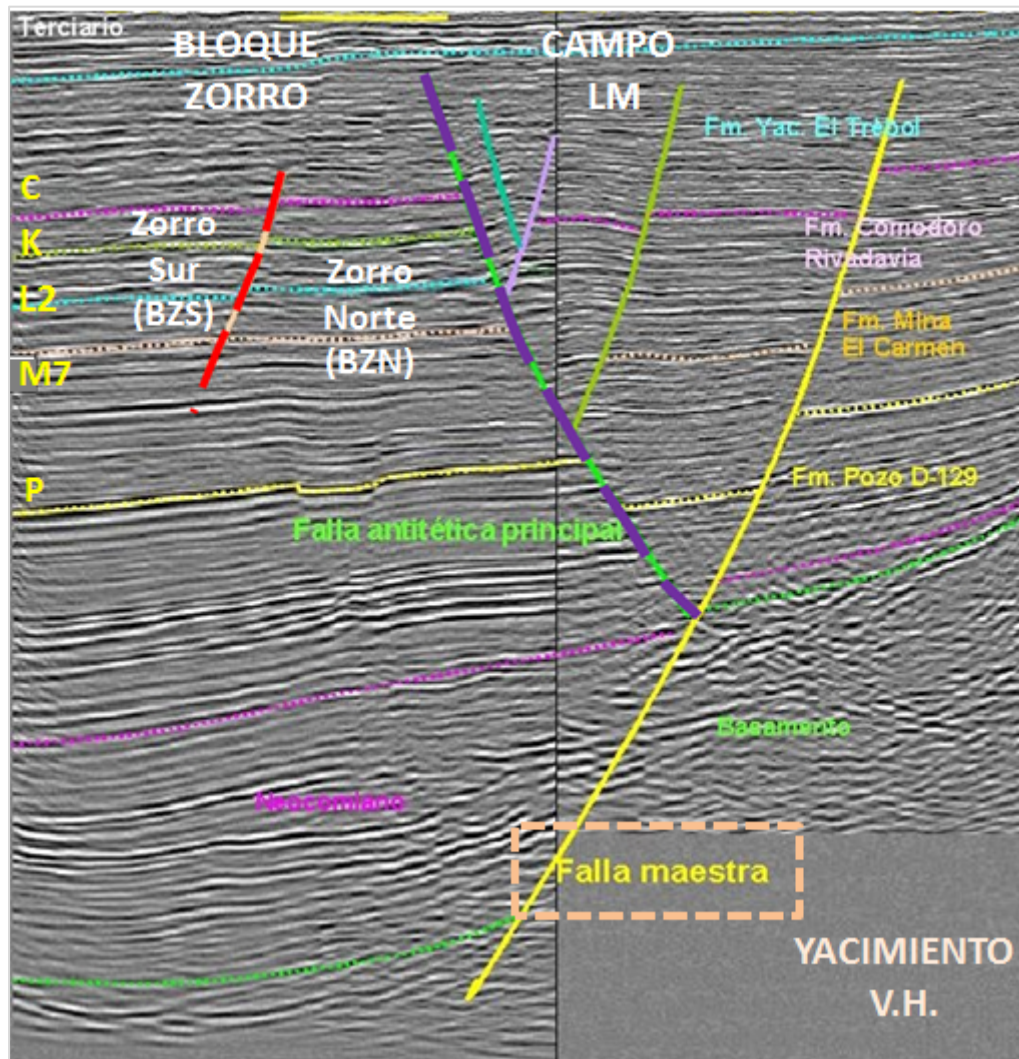


Fig.5 – Línea sísmica sur-norte mostrando la estructura regional del bloque sobre el flanco del anticlinal de colapso, a la izquierda de la falla antitética principal en violeta.

Desde el punto de vista sedimentario, las capas petrolíferas pertenecen a las formaciones (Fms). Comodoro Rivadavia (CR) y Mina El Carmen (MEC), ambas corresponden a una secuencia pelítica con intercalaciones arenosas de origen fluvial con contenido piroclástico creciente en profundidad. El contacto entre ambas unidades se sitúa aproximadamente a 600 m por debajo del nivel guía M7 y se evidencia por un aumento del promedio de la resistividad de la formación.

En ambas Fms. se observa un adelgazamiento y disminución de la cantidad de arenas hacia el oeste, atribuibles a la actividad de fallamiento. El pase de formación es transicional y sólo unos pocos pozos alcanzarían el tope de la Fm. MEC.

El campo posee un intervalo productivo bastante amplio, que va aproximadamente desde los 1400 a los 2500 mbbp. El entrapamiento es de tipo combinado estructural-estratigráfico. La falla principal genera un cierre por el norte, en tanto que el empobrecimiento local de la calidad petrofísica o el borde de la arenisca petrolífera hacen de cierre por el hacia el SE.

Historia de Producción y Reservorio

El sector estudiado comprende 134 pozos. A junio del 2019 se contabilizan 83 productores activos, 27 inyectores y 24 abandonados. La perforación en el Bloque comenzó el 01/1969 como un pozo de avanzada con respecto al pozo descubridor. La profundidad promedio es de 2400 m. El distanciamiento entre los mismos varía aproximadamente entre 250 y 400 m. El bloque, cuya acumulada de petróleo se acerca a los 7.6 MMm³, se encuentra bajo recuperación secundaria a partir finales del año 1990.

Actualmente, en el área de estudio se inyectan aproximadamente 10,700 m³/d de agua y la producción de petróleo ronda los 510 m³/d (Fig. 6). Los pozos explotan 113 niveles petrolíferos de las Fms. Comodoro Rivadavia, la zona de transición hacia la Fm. Mina El Carmen denominada Sección Tobácea. El petróleo es subsaturado y tiene densidades promedio entre los 23 y los 28 °API.

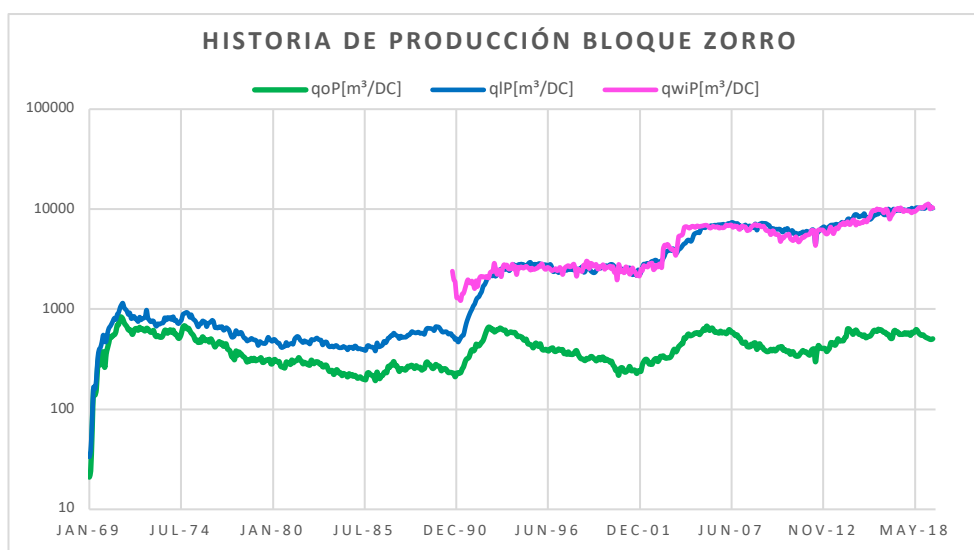


Fig. 6 - Historia de petróleo, bruta y agua inyectada para todo el proyecto (ZN + ZS).

Modelado con Data Science and Big Data

Inicialmente se realizó la recopilación de los distintos datos de campo para realizar el modelado. La herramienta probó su habilidad de generar modelos predictivos medidos por su capacidad de reproducir el histórico de datos con coeficientes de correlación de Pearson y Spearman (Enrique Sierra 2000) por encima de 0.6 como se muestra en la Fig.7.

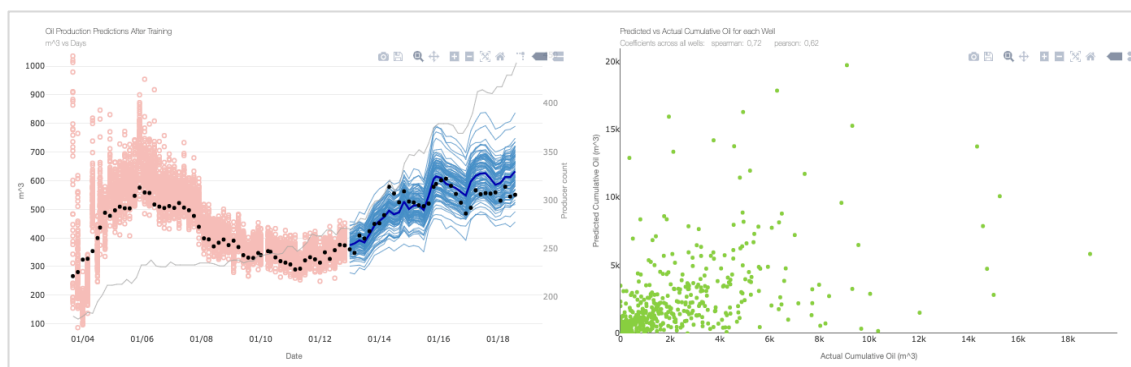


Fig. 7 – Verificación de la predictibilidad del modelo.

Para alcanzar los diferentes escenarios de optimización, se introdujeron en el modelo una serie de restricciones como, por ejemplo: mantener constantes el caudal de inyección total del proyecto, no superar el máximo de inyección que permiten las válvulas en los mandriles y que los pozos productores produzcan entre 40 m³/d y 300 m³/d de bruta.

Una vez impuestas dichas restricciones se seleccionaron las variables a optimizar que para este caso fueron:

1. Maximizar la producción de petróleo.
2. Maximizar el VAN del proyecto.
3. Minimizar la producción de agua.

El resultado de las EDP que resuelven esta optimización multiobjetivo genera una frontera eficiente (Pareto Front) que permite identificar múltiples escenarios de optimización a los cuales se podrá llegar partiendo del caso base (punto azul). De los diferentes escenarios propuesto se decidió seleccionar un escenario (ES) acorde a las necesidades del proyecto (punto rojo) Fig. 8.

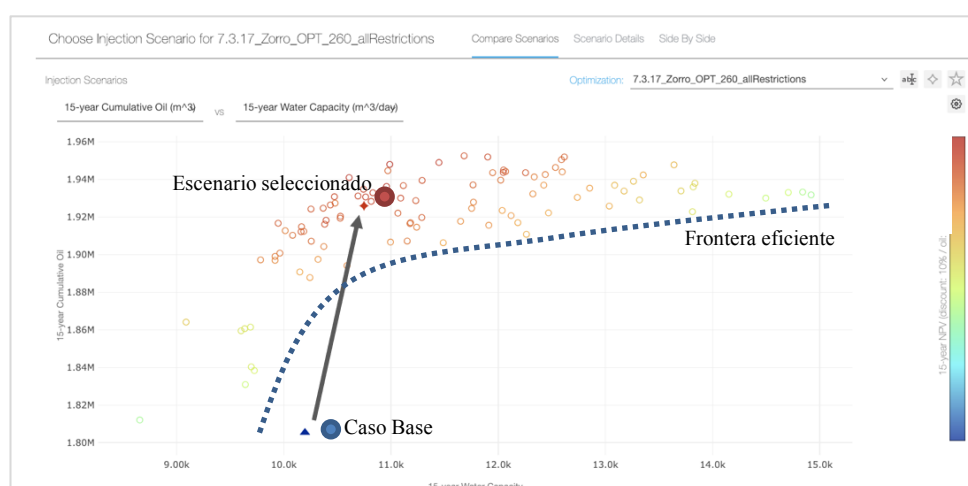


Fig. 8 – Frontera eficiente, Caso Base y E.S.

El ES, provee una prescripción de los volúmenes a inyectar por reservorio en cada uno de los inyectores. Los resultados de las modificaciones a nivel pozo se muestran en la Tabla:1

Pozo Inyector	Inyección Actual (m³/d)	Inyección Propuesta (m³/d)	Diferencia (m³/d)
IZS-1	434	742	308
IZN-1	402	655	253
IZS-2	438	684	246
IZN-2	381	539	158
IZS-3	411	564	153
IZN-3	294	442	148
IZS-4	264	396	132
IZN-4	221	336	115
IZN-5	385	458	73
IZN-6	493	531	38
IZS-5	338	365	27

Pozo Inyector	Inyección Actual (m³/d)	Inyección Propuesta (m³/d)	Diferencia (m³/d)
IZN-7	281	274	-7
IZN-8	440	418	-22
IZN-9	491	462	-29
IZS-6	525	494	-31
IZS-7	316	284	-32
IZS-8	400	347	-53
IZS-9	270	211	-59
IZN-10	520	446	-74
IZN-11	81	0	-81
IZS-10	210	129	-81
IZS-11	398	300	-98
IZN-12	390	271	-119
IZS-12	479	352	-127
IZN-13	324	170	-154
IZN-14	733	471	-262
IZN-15	825	366	-459

Tabla 1 – Variación de caudal en todos los inyectores del proyecto.

La distribución de inyección resulto de la siguiente manera:

- Incremento de inyección en 11 pozos por un total de $+1651\text{m}^3/\text{d}$
- Disminución de inyección en 16 pozos por un total de $-1688\text{m}^3/\text{d}$
- Tal como se estableció, en las restricciones, la inyección del escenario resultante esta balanceado $\Delta_{\text{inyección}} = -37\text{ m}^3/\text{d}$

Arealmente la distribución de inyección para el propósito quedo definida según la Fig.9.

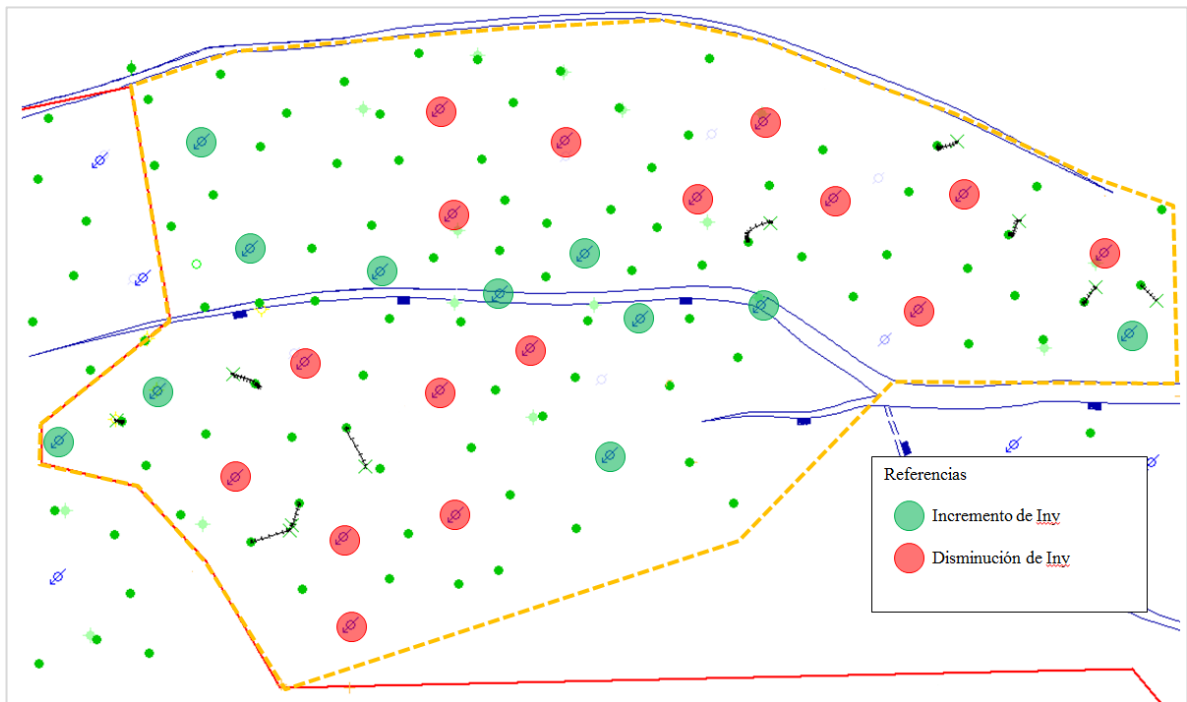


Fig. 9 – Redistribución areal de inyección.

Uno de los objetivos planteados fue la maximización de la producción de petróleo, como consecuencia de los cambios de caudales en los inyectores; se estima un incremento en las reservas del proyecto de $114,000\text{ m}^3$ en 15 años. (Fig. 10). A partir del pronóstico de producción (línea roja), versus la curva de declinación base (línea azul).

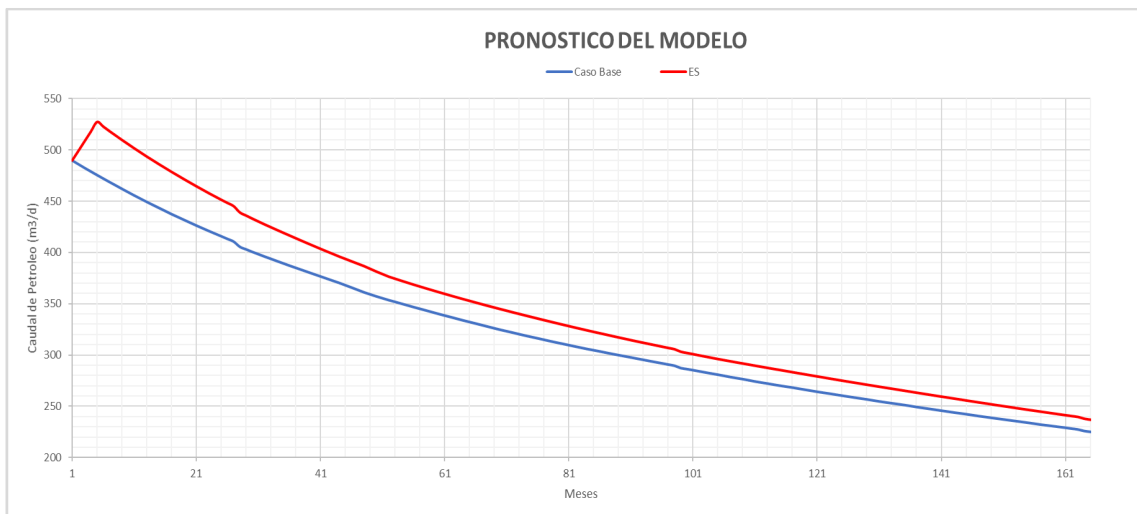


Fig. 10 – Curva pronóstico de petróleo (rojo) vs curva base del proyecto (azul).

Implementación

Las operaciones de campo tuvieron una duración de 2 meses, en las cuales se realizaron un total de 40 intervenciones con Wireline (WL), 278 movimientos de válvulas y 67 trazadores de tránsito de fluido (Tabla 2).

Operaciones de Campo para Implementar el Proyecto					Operaciones de Campo para Implementar el Proyecto				
Bloque	Pozos	Intervenciones con WL	Trazadores	Movimiento de Válvulas	Bloque	Pozos	Intervenciones con WL	Trazadores	Movimiento de Válvulas
ZN (15 pozos inyectores activos)	IZN-2	2	3	13	ZS (12 pozos inyectores activos)	IZS-1	2	3	13
	IZN-13	2	3	11		IZS-3	1	2	8
	IZN-10	1	2	11		IZS-11	2	3	14
	IZN-7	1	2	6		IZS-6	1	2	10
	IZN-4	1	2	9		IZS-7	2	3	11
	IZN-8	1	2	10		IZS-10	1	2	8
	IZN-11	1	2	8		IZS-9	2	3	9
	IZN-9	1	2	8		IZS-12	2	3	8
	IZN-1	2	3	12		IZS-5	1	2	8
	IZN-12	2	3	14		IZS-8	2	3	13
	IZN-15	2	3	11		IZS-2	1	2	8
	IZN-14	2	3	11		IZS-4	1	2	11
	IZN-6	2	3	12					
	IZN-3	1	2	11					
	IZN-5	1	2	10					

Tabla 2 – Actividad realizada en pozos inyectores.

Durante la implementación se fueron regulando los pozos inyectores para adecuarlos al caudal de inyección propuesto por el simulador, al finalizar las regulaciones se realizaron trazadores de tránsito de fluido.

De aquí surgió la primera dificultad debido que, en algunos casos, por diversas razones, no se logró obtener el caudal deseado. Como mencionamos anteriormente una de las restricciones era la de mantener el caudal de inyección constante, se decidió seleccionar algunos de los pozos inyectores para realizar un ajuste en el caudal de inyección trayendo aparejado una segunda regulación y medición de estos. Esto hizo que el caudal de inyección de implementación por pozo difiera del caudal propuesto y como consecuencia de esto se realimentó el modelo para adecuarlo a las condiciones mencionadas.

En la Fig. 11 se observa la curva de declinación resultante (línea verde) respecto al caso base (línea azul), generando un incremento en las reservas del proyecto de 65,000 m³ en 15 años, esto representa una disminución con respecto al modelo original.

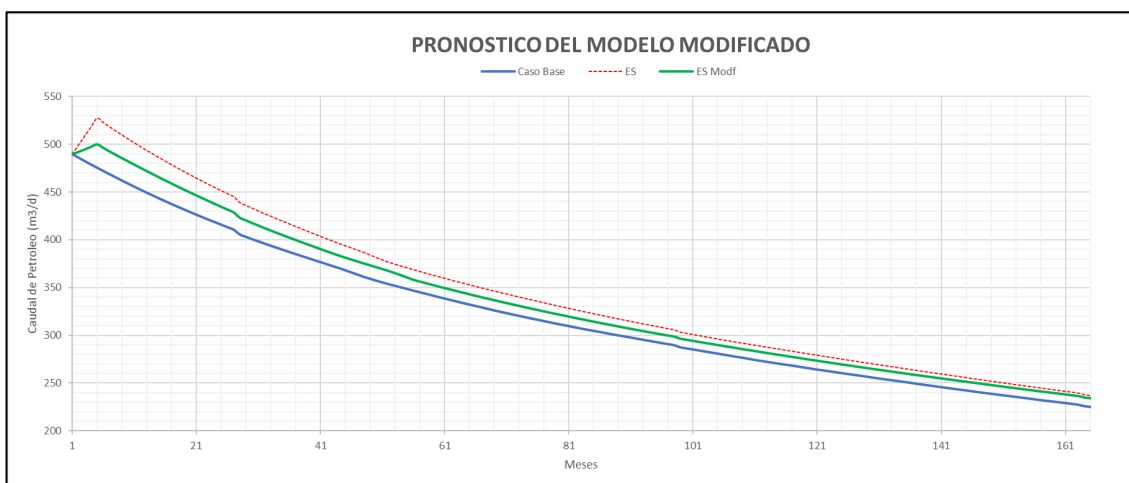


Fig. 11 – Curva de declinación de petróleo modificada por efectos externos.

Actualmente todos los trabajos de regulación y medición de caudal han sido realizados y el proyecto se encuentra en fase de monitoreo y control, mediante reuniones de equipo programadas para cumplir con tal fin.

Conclusiones

De la realización del trabajo surgen las siguientes conclusiones:

- Este proyecto nos permito tener un primer contacto con herramientas de modelado que utilizan el Data Science y el análisis de datos para la simulación de reservorios de alta complejidad.
- Este tipo de modelado se diferencia de las simulaciones tradicionales principalmente porque nos provee una gran cantidad de escenarios, nos permite seleccionarlos rápidamente y compararlos entre sí, seleccionando el más acorde a nuestras necesidades.
- La selección de un escenario nos arrojó de manera instantánea una prescripción de los caudales de inyección pozo-capa que posteriormente validados fueron implementados en campo.
- Actualmente el proyecto se encuentra en fase de monitoreo y control, a la espera de resultados que nos permitan conocer el alcance de esta nueva tecnología aplicada en nuestros reservorios.

Referencias

Enrique Sierra 2000. *Coefficiente de Correlación de Pearson y Spearman*.

Holyoak S. 2018 paper SPE 190419, “*Increasing Value Through Digital Transformation: A Case Study From the A Field EOR Asset, Sultanate of Oman*,” by S. Holyoak, SPE, A. Alwazeer, S. Choudhury, M. Sawafi, A. Belghache, T. Aulaqi, SPE, S. Bahri, R. Yazidi, A. Yahyai, and K. D’Amours, Petroleum Development Oman, prepared for the 2018 SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, 26–28 March.

Sarma, P, Kyriacou, S., Henning, M., Orland, P., Thakur, G., Sloss, D. 2017. “*Redistribution of SteamInjection in Heavy Oil Reservoir Management to Improve EOR Economics, Powered by a Unique Integration of Reservoir Physics and Machine Learning*”. Paper SPE 185507-MS presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference in Buenos Aires.

Sarma, P, Kyriacou, S, Sack, D, Zhao Y, Lawrence. *Implementation and Assessment of Production Optimization in a Steamflood Using Machine-Learning Assisted Modeling*. SPE-193680-MS. Presented at the SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition 2017.

Breve Cv de los autores:

Pablo Jaime

Ingeniero Químico, de la Universidad Nacional de Salta, posgrado de especialidad en reservorios y Master en Evaluación de Proyectos, con 8 años de experiencia en la industria del petróleo. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Desarrollo de Reservas de la cuenca del Golfo San Jorge en Pan American Energy.

Fernando Medda

Ingeniero de Petróleos, de la Universidad Nacional del Comahue, con 21 años de experiencia en la industria del petróleo. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Desarrollo de Reservas de la cuenca del Golfo San Jorge en Pan American Energy.

Federico Galliano

Ingeniero Industrial, de la Universidad Nacional de La Plata, posgrado de especialización en ingeniería en petróleo y reservorios, con 12 años de experiencia en la industria del petróleo. Actualmente se desempeña como Líder de Desarrollo de Reservas en la cuenca del Golfo San Jorge en Pan American Energy.

Lucas González

Ingeniero de Petróleos con postgrado en Ingeniería Nuclear en el Instituto Balseiro, con 15 años de experiencia en la industria del petróleo. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Desarrollo de Reservas de la cuenca del Golfo San Jorge en Pan American Energy.

Jerónimo Centineo

Ingeniero Químico, de la Universidad de Buenos Aires, posgrado de especialización en ingeniería en petróleo y reservorios. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Desarrollo de Reservas de la cuenca del Golfo San Jorge en Pan American Energy.

Fabian García

Ingeniero de Petróleos, con 15 años de experiencia en la industria del petróleo. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Desarrollo de Reservas de la cuenca del Golfo San Jorge en Pan American Energy.

Andrés Godoy

Ingeniero Industrial, con 15 años de experiencia en la industria del petróleo. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Desarrollo de Reservas de la cuenca del Golfo San Jorge en Pan American Energy.

Fernando Gutiérrez

Ingeniero de Petróleos, Msc de la universidad Texas A&M, cuenta con más de 19 años de experiencia en la industria del petróleo. Actualmente se desempeña como Customer Success Manager para Latinoamérica en Tachyus.

Paola Pastor

Ingeniera de Petróleos, Meng Universidad de Calgary, cuenta con 12 años de experiencia en la industria del petróleo. Actualmente se desempeña como Customer Success Manager para Latinoamérica en Tachyus