ContactoSPE

Publicación de la SPE de Argentina Asociación Civil

Número 53, Diciembre 2019

Tecnología
Hacia el futuro de Vaca Muerta

Diversidad e inclusión en la industria energética

IX Seminario Estratégico : El futuro Energético de la Argentina y el Rol de los Hidrocarburos

Comité editorial: Maria Isabel Pariani / Claudio Barone / Sofía Zannetti

SUMARIO

2 Carta del Director.
3 Comision directiva.
4 Evolución de diseños de fractura en la FM. Vaca Muerta, YPF.
6 Tecnología de bajo costo para la selección de fluidos inhibidores de expansión de arcillas en fracturas no convencionales.
8 Determinación del parámetro de mayor sensibilidad en la ROP durante la navegación de la FM. Vaca Muerta.
11 Encuentro de capítulos estudiantiles.
12 Clasificación y predicción de fallas en operaciones de perforación con casing usando Analytics.
15 Comité de Desarrollo educativo/ Becas PAE.
16 Transformacion Digital.
18 EVENTOS 2019. WIN 2019/ Presentación de la SPE en la AOG.
20 EVENTOS 2020. Seminario y Simposio.
22 Ayer y hoy. EOR: Primeros pasos en Argentina; mis primeros pasos en la actividad.
23 La industria de la energía y la diversidad e inclusión: el cambio ya comenzó.

FOTO DE TAPA GENTILEZA YPF

Contacto SPE propiedad de la SPE de Argentina Asociación Civil

Los artículos y sus contenidos así como las opiniones publicadas en la presente Revista son de exclusiva responsabilidad de sus respectivos autores.

Envíenos sus comentarios:
contacto@spe.org.ar

Carta del Presidente

Diego Solis, Presidente.

Cerramos un año complejo en el que nuestra capacidad de trabajar y revisar pronósticos y expectativas se puso a prueba una vez más. Contamos con recursos de clase mundial, tanto geológico como humanos que nos permiten mantener una visión positiva sobre el futuro. Ha sido una etapa en la que nuestra institución mantuvo fuerte su capacidad de trabajar sobre los conocimientos necesarios para que nuestra actividad siga creciendo. Nuestro país necesita energía y nuestros profesionales serán claves para poner los recursos en valor.

En esta edición refleja mucho de los esfuerzos que SPE Argentina lleva adelante para mantener el saber, la experiencia y el intercambio en lo más alto de la agenda. Durante el año desarrollamos una importante cantidad de jornadas de capacitación y actividades orientadas a lograrlo. Autores invitados comparten en esta edición su recorrido profesional en temas importantes para el desarrollo de nuestros recursos como el creciente rol de la tecnología, la transformación digital y aspectos relevantes para una mejor comprensión de Vaca Muerta. La diversidad y la inclusión, temas con creciente protagonismo, también tiene su lugar en la publicación.

Este año estuvimos presentes en la AOG 2019 y nos estamos preparando para llevar adelante en mayo de 2020 nuestro tradicional IX Seminario Estratégico cuyo lema será “El futuro energético de la Argentina y el rol de los hidrocarburos”. También el próximo año, en septiembre, tendrá lugar el IV Simposio de Exploración y Produccion de Recursos No Convencionales, el más importante en su tipo.

Agradezco el apoyo de todos nuestros socios y colaboradores que permiten que todo este trabajo sea posible.

SPE (Society of Petroleum Engineers) de Argentina Asociación Civil

Comisión Directiva y Órgano de Fiscalización
2019- 2020

COMISIÓN DIRECTIVA

Diego Solís	Presidente
Daniel Rosato	Vicepresidente 1°
Jorge E. Meaggia	Vicepresidente 2°
Miguel A. Laffitte	Secretario
Pablo Crespo	Tesorero

Comité de Desarrollo Educativo (Scholarship Committee)

Diego Castelli	Director del Comité
Miguel A. Lavia	Miembro del Comité

Comité de Asuntos Estudiantiles (Student Chapter Liaison Committee)

Dardo Marqués	Director del Comité
Federico Varrastro	Miembro
Juan José Trigo	Miembro

Comité de Transferencia de Tecnología (Technology Transfer Committee)

Eduardo Mario Barreiro	Director del Comité
Sezai Ucan	Miembro del Comité
Jorge R. Albano	Miembro del Comité

Comité de Comunicación, Difusión y Publicaciones (Communications Committee)

María Isabel Pariani	Directora del Comité
Claudio Barone	Miembro del Comité
Alexis D. Airala Biurdino	Miembro del Comité
Julio Shiratori	Miembro del Comité

Comité de Conferencias y Reuniones Sociales (Social Activities Committee)

Fabio David Chiarandini	Director del Comité
Gustavo Becerra	Miembro del Comité
Fernando Tuero	Miembro del Comité
Eugenio Ferrigno	Miembro del Comité

Comité de Organización de Reuniones Técnicas (Technical Meetings Committee)

Jorge E. Meaggia	Director del Comité

Comité de Jóvenes Profesionales (Young Professionals Committee)

Gloria Bahl Chambi	Director del Comité
Nicolás Mirson	Miembro del Comité

Comité de Mujeres en la Energía (WIN - Women in Energy)

Claudia Aguirre	Director del Comité
Patricia Fidel	Miembro del Comité
Analía Essayag	Miembro del Comité
Eleonora Erdmann	Miembro del Comité

ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Eduardo Zanardi
Alejandro R. Luppi
Patricia Fidel

ADMINISTRACIÓN

Mª Luján Arias Usandivaras
Patricia Medina

SPEI

Cesar Augusto Patiño
Blaine Horner
Erin O'Sullivan
Solange Ferreira
Rosario Tejada

Evolución de diseños de fractura en la Fm. Vaca Muerta

Biografía:

Martín Vítolo es Ingeniero de Petróleos graduado en la UNCuyo (2011) y Master E&P Especialidad Reservorios (2012). Especialista en Estimulación No Convencional, ha participado en numerosos proyectos enfocados en la optimización del desarrollo de la Fm. Vaca Muerta. Actualmente lidera el equipo de Estimulación NOC en YPF SA.

Matías Acosta, Ingeniero Industrial de la UNCuyo (2012) y Master E&P con especialidad Ingeniería de Estimulación (2013). Especialista en Estimulación, desde el año 2013 avocado a proyectos de desarrollo en cuencas Convencionales y No Convencionales en YPF SA.

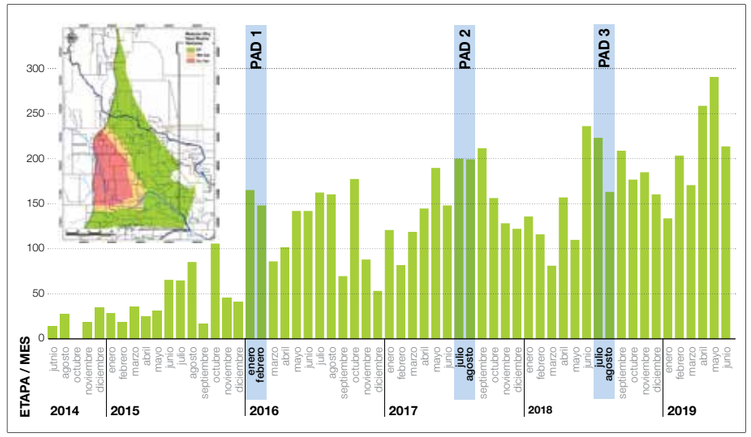


Fig.1: Evolución Estimulación Hidráulica en Fm Vaca Muerta (YPF SA) [Etapas de fractura ejecutadas por mes].

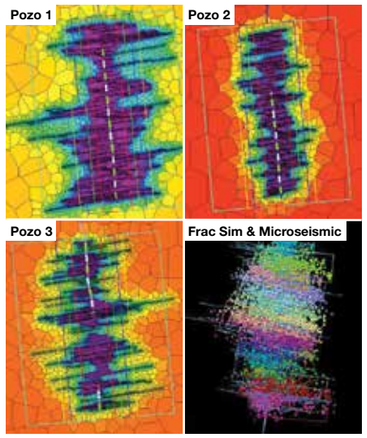


Fig.2: Modelo de fractura ejecutado y correlación con microsísmica.

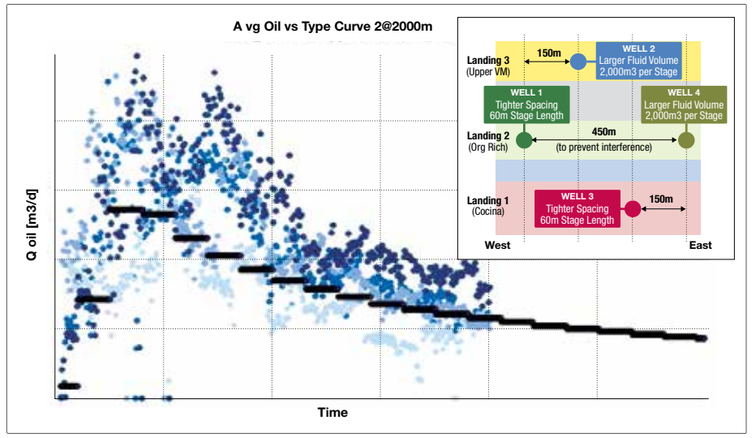


Fig.3: Producción PAD 2 y comparación con pozos cercanos.

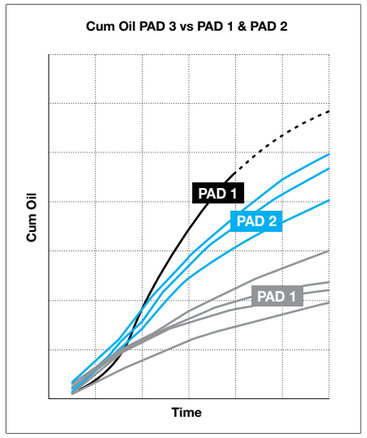


Fig.4: Producción acumulada de PADs bajo estudio.

MARTÍN VÍTOLO / MATÍAS ACOSTA. YPF SA

El desarrollo de campos No Convencionales del tipo Shale Oil/Gas requiere la ejecución de fracturas hidráulicas masivas con la finalidad de maximizar el área de contacto con la formación, lo que permite explotar de manera rentable este tipo de reservorios. La Fm. Vaca Muerta en la cuenca Neuquina no es la excepción, y en la búsqueda de maximizar la rentabilidad de sus bloques, se presenta un interesante desafío en el intento por encontrar un equilibrio entre la necesidad de incrementar la producción de hidrocarburos y la de reducir los costos para lograrlo. Esta situación se refleja en el indicador Costo de Desarrollo, cociente entre el costo del pozo y la EUR[1] del mismo. Durante 2019 YPF SA ha alcanzado valores que rondan los 10 USD/bbl, lo cual la posiciona como líder en el mercado Argentino, y a la par de las mejores compañías operadoras de reservorios Shale en USA. Para esto, la optimización del diseño de estimulación hidráulica ha sido una pieza fundamental, ya que tiene un impacto directo en la productividad de los pozos, así como una fuerte incidencia en el costo final de los mismos. **(Figura 1)**

YPF inició al desarrollo masivo con pozos horizontales en la Fm. Vaca Muerta en el año 2015, y desde entonces se evidencia un crecimiento continuo en la actividad de terminación, alcanzando récords de más de 300 etapas de fractura ejecutadas por mes. Claro está que los diseños de fractura implementados en la actualidad distan por mucho de los que se solían ejecutar en los primeros años de desarrollo. Por aquel entonces, en función del contexto reinante y con la finalidad de optimizar operativamente el proceso de terminación de pozos, los diseños de fractura o "frac plans", mantuvieron grandes similitudes con los implementados en pozos verticales hasta ese momento (si bien no era la misma geometría de pozo, habían sido esos los diseños de fractura que arrojaron los mejores resultados de producción evidenciados por aquel entonces).

En un esfuerzo para comenzar a entender de qué manera se desarrollaba el crecimiento de fracturas a nivel subsuelo y el impacto que esto generaba en la productividad de hidrocarburos de los pozos horizontales, a principios del año 2016 se completó el PAD 1 en el denominado Cluster Oil[2], donde mediante la aplicación de tecnologías de última generación se logró un modelado detallado de la propagación de fracturas en subsuelo y el volumen de reservorio efectivamente contactado. Luego, en función de las estimaciones de performance simuladas y las mediciones de producción con los pozos en marcha, se logró calibrar de forma satisfactoria el modelo de fracturas, lo que permitió trabajar en el análisis de sensibilidades sobre las variables de diseño de fractura que podrían impactar de manera significativa sobre la producción de los pozos. **(Figura 2)**

En orden de importancia, las variables de diseño de fractura identificadas como las de mayor impacto durante el trabajo de modelado fueron:

- Intensidad de Agente de Sostén o Proppant Loading, variable que identifica el volumen de agente de sostén utilizado por unidad de longitud de casing estimulado. Comúnmente expresado en libras de agente de sostén por pie de casing [lb/ft].

- Intensidad de Fluido o Fluid Loading, variable que identifica el volumen de fluido utilizado por unidad de longitud de casing estimulado. Comúnmente expresado en barriles de fluido por pie de casing [bbl/ft].

- Distancia entre clusters o Cluster Spacing, variable que identifica la distancia entre puntos de inicio de fractura para cada etapa durante la completación (en todos los casos modelados se asumió un caudal por orificio constante).

Posteriormente, a mediados del año 2017, se llevó a cabo la ejecución del PAD 2, el cual tuvo como objetivo analizar el impacto en la productividad de hidrocarburos de las variables de diseño antes mencionadas. Las mejoras planteadas dieron resultados sobresalientes, alcanzando incrementos de hasta 42% en la producción acumulada al primer año en comparación con sus predecesores. **(Figura 3)**

Sin lugar a duda, este éxito fue el desencadenante de nuevos estudios que tuvieron por finalidad sensibilizar las variables de diseño de estimulación para analizar posibles pilotos a ejecutar a futuro, con foco en la optimización de producción. Es así como a mediados de 2018 se concreta la terminación de un pozo correspondiente al PAD3 del mencionado cluster oil, donde se ponen a prueba nuevas hipótesis obtenidas a través de los modelos de subsuelo.

Como resultado del mismo, se evidencian nuevamente producciones de hidrocarburos superadoras, con proyecciones de incremento de productividad en el orden del 35% con respecto a los resultados obtenidos en la ejecución de pilotos previos (PAD 2). **(Figura 4)**

YPF inició al desarrollo masivo con pozos horizontales en la Fm. Vaca Muerta en el año 2015, y desde entonces se evidencia un crecimiento continuo en la actividad de terminación, alcanzando récords de más de 300 etapas de fractura ejecutadas por mes.

En líneas generales, se evidencia que las premisas de diseño de fractura bajo estudio forman parte de los principales drivers para optimizar la producción de hidrocarburos en la Fm. Vaca Muerta, y están principalmente asociados a los incrementos en la Intensidad de Agente de Sostén y de Fluido. Así mismo, es importante aclarar que cada variable de diseño puede tener un impacto significativamente distinto en función del nivel de navegación en que sea aplicado, así como también las variantes de completion seleccionadas en el diseño final de la terminación de pozos (Plug & Perf, Sliding Sleeves, Limited Entry, Clusters Number, Cluster Spacing, Frac Length, Perf type, etc).

El continuo esfuerzo y dedicación en la búsqueda de optimizar los resultados de los pozos productores de la Fm. Vaca Muerta finalmente están dando sus frutos, alcanzando niveles de producción que en el pasado eran inimaginables, derribando récords día tras día, y logrando así indicadores económicos que posicionan a YPF como empresa líder a nivel mundial en el desarrollo de Reservorios No Convencionales.

1 EUR: Estimated Ultimate Recovery.

2 Conjunto de yacimientos operados por YPF SA en las cercanías de la ciudad de Añelo.

Tecnología de bajo costo para la selección de fluidos inhibidores de expansión de arcillas en fracturas no convencionales

NÉSTOR E. RAMOS. SPE MEMBER
MARCELO CABRERA / JAVIER DIBILIO / MARÍA BELÉN BARRIOS. INLAB S.A.
FABIO BORGOGNO. WELLKNOWS S.A.S.

Introducción

La metodología estándar para la evaluación de la interacción de los fluidos de fractura con el reservorio utiliza testigos rotados de formación (Rotary Sidewall Cores, RSWC). En general suelen ocurrir dos problemáticas: la primera de ellas es la limitada disponibilidad de testigos rotados de formación, ya que su uso más frecuente es para la evaluación de las propiedades petrofísicas básicas; la segunda de ellas es que, en el caso de tratarse de muestras de muy baja permeabilidad, como las presentes en los yacimientos no convencionales, los ensayos de laboratorio se encuentran limitados por las presiones necesarias para inyectar los fluidos a evaluar. Sin embargo, la existencia de recortes de perforación (cuttings)de muestras tipo “shale” muy laminadas suelen ser más amplias, por lo que se hace obligatorio buscar tecnologías alternativas que permitan evaluar la interacción de los fluidos de fracturas con la roca, en este caso en particular para la selección de inhibidores de expansión de las arcillas. La tecnología seleccionada debe ser económica, que permita una rápida obtención de resultados y que pueda ser utilizada en forma masiva como, por ejemplo, para evaluar los fluidos para fracturas en yacimientos no convencionales y convencionales.

La evaluación de expansión de arcillas es una práctica común en las obras de ingeniería civil tales como la construcción de túneles, emplazamiento de edificios en áreas de potencial riesgo y estabilización de caminos y laderas. Una de las metodologías más utilizada para evaluar la expansión de las arcillas es un ensayo denominado Powder Swelling Test (PST)[1] o “Ensayo de hinchamiento en polvo.” Esta metodología, permite, cumpliendo con los requisitos, determinar el grado de expansión de las muestras de campo y en especial de las arcillas.

Los recortes de perforación., cuttings, de los reservorios de petróleo y gas tienen similitud con las muestras de campo de las obras de ingeniería civil. Por lo tanto, la utilización del PST para la selección de fluidos de fractura para la inhibición de la expansión de las arcillas es la solución más directa ya que con los requisitos descriptos anteriormente.

Metodología de medición

El Powder Swelling Test, PST, consiste en la imbibición en el fluido a verificar de las muestras generadas a partir de recortes de perforación preseleccionadas, típicamente en capas a fracturar hidráulicamente, midiendo la expansión relativa entre el fluido testigo y los nuevos fluidos. Se complementa el estudio con análisis mineralógico a través de Difracción de Rayos X (DRX), lo cual permite tener una idea estimativa de antemano del potencial de expansión que presentaba cada muestra, de modo de poder atribuir los comportamientos observados a la aplicación de los distintos fluidos.

Las muestras de recortes de perforación tamizada se colocan en un recipiente cilíndrico con una base semipermeable y se compacta durante 24 horas con una presión aproximada de 0.49 MPa formando una especie de pastilla compacta (densidad aparente aproximada de 1.5 g/cm3). Posteriormente se inserta un pistón sobre la superficie de la pastilla y el mismo se ensambla solidariamente con un dial micrométrico. Una vez emplazado el sistema se pone en contacto la pastilla con los diversos fluidos a través de la membrana semipermeable. La determinación se efectúa en condiciones de humedad y temperatura controladas. El ensayo registra la expansión de la pastilla al contactar el fluido y se traslada dicho valor a una gráfica donde se expresa la expansión relativa % en función del tiempo. El ensayo tiene una típicamente duración de una semana aproximadamente y permite evaluar múltiples fluidos al mismo tiempo. La Figura 1 muestra el arreglo del equipamiento utilizado. **(Figura 1)**

Figura 1. Equipamiento utilizado en los ensayos.

1 F. Rauh, K. Thuro y G. Spaun, «The powder swelling test - Advantages and Limitations» IAEG, 2006.

Resultados

La utilización del ensayo PST con recortes de perforación para la evaluación de un fluido inhibidor de la expansión de las arcillas implica varias suposiciones. La primera suposición es que cualquier expansión del recorte embebido en un fluido es debida a la expansión de los minerales de arcilla expansibles existentes en ese tipo de recorte y no por la expansión de alguno de los otros componentes del recorte. La segunda suposición es propia de la operación de fractura, pero que atañe a la selección del inhibidor de la expansión de las arcillas. El volumen de reservorio estimulado por la fractura contactará varios tipos arcillas. Por lo tanto, el fluido utilizado en la inhibición de las arcillas debe actuar sobre las arcillas propias del reservorio y las arcillas circundantes. El recorte de perforación(cutting) contiene ambos tipos de roca la propia del reservorio, con su arena y su arcilla, y las arcillas subyacentes y sobre yacentes. La utilización del recorte de perforación para la evaluación de un fluido inhibidor de la expansión de las arcillas para las operaciones de fractura queda justificada al cumplir con las dos suposiciones.

La realización de difracción de rayos X, DRX, sobre cada una de las muestras de recortes de perforación permite tener una estimación la composición mineralógica mayoritaria de las muestras describiendo las arenas y las arcillas. La descripción de las arcillas incluye la propia del reservorio y las arcillas subyacentes y sobre yacentes.

La metodología de selección de bolsas de recortes de perforación por tramos de 10 metros no permite discriminar si las arcillas son propias del reservorio o si es sobre yacente o subyacente, pero eso no es importante a la hora de analizar el fluido si tomamos como válida la segunda suposición, el crecimiento vertical de la fractura abarcará todo el tramo y lo que se busca es un fluido que inhiba la expansión de cualquiera de las arcillas.

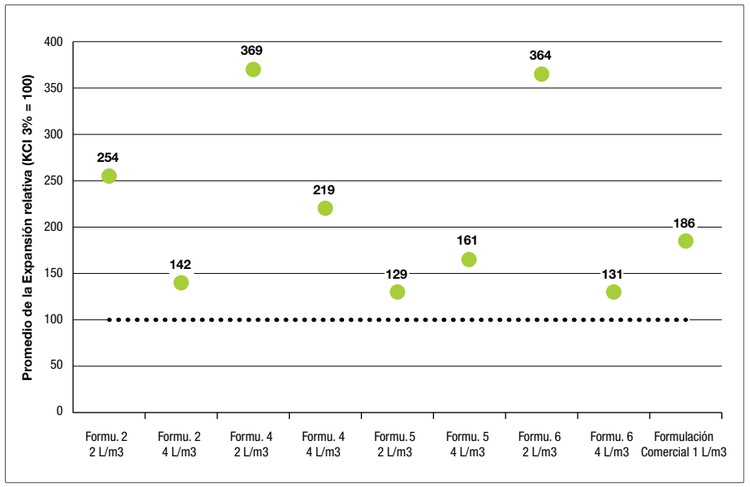


Figura 2. Gráfico de porcentaje del Promedio de expansión de las arcillas para cada fluido en referencia al KCL 3%.

Los ensayos de PST deben tomarse en forma comparativos, es decir el ensayo no pretende medir una expansión absoluta del mineral de arcilla, sino lo que permite es comparar la expansión de la arcilla embebida en un tipo de fluido en comparación con la expansión de esta misma arcilla en otro tipo de fluido. La Figura 2 resume los resultados típicos de un ensayo PST de comportamiento de cada uno de varios fluidos. El eje horizontal muestra el tipo de fluido evaluado, el eje vertical muestra la expansión de las arcillas para cada fluido en relación con un fluido de referencia, cuanto menor la expansión relativa, mejor capacidad de inhibir la expansión de las arcillas. **(Figura 2)**

Conclusiones

El trabajo presentó una metodología alternativa para la evaluación de fluidos inhibidores de expansión de arcillas basada en el Powder Swelling Test y empleando recortes de perforación en lugar de testigos laterales rotados (RSWC). El PST para la evaluación de arcillas es una metodología común en la ingeniería civil, y raramente se ha aplicado en la industria del petróleo y gas. La bibliografía relevada no documenta que se haya utilizado este ensayo en la selección de un fluido óptimo para la inhibición de la expansión de las arcillas.

Los trabajos de laboratorios probaron ser lo suficientemente robustos para realizar la selección final del fluido inhibidor de arcillas. La sistematización de la metodología utilizada y la cantidad de pozos y muestras de diferentes formaciones permite afirmar que el método seleccionado es aplicable en la industria del petróleo y gas.

La selección de un fluido de inhibición de expansión de las arcillas para ser utilizado dentro de las operaciones de fractura no es el único motivo para el éxito final de la fractura, son muchos los factores que contribuyen tales como los caudales, propante, selección adecuada de las arenas a fracturar, etc. Sin embargo, una selección inadecuada de un fluido inhibidor de la expansión de la arcilla ciertamente será una de los causales de la falla de la fractura.

Biografías:

Ing. Néstor Ramos. Ingeniero Electrónico. Universidad Nacional de Mar del Plata.

Ing. Marcelo Cabrera: Ingeniero Químico (UTN). Jefe del laboratorio de Ensayos Especiales en INLAB S.A y docente de grado en UTN.

Ing. Fabio Borgogno: Ingeniero Químico (UN Litoral). R&D Manager de WellKnows S.A.S.

Geol. Javier Dibilio: Analista en sector Geología. En redacción de tesis de grado (UBA).

Ing. María Belén Barrios: Ingeniera Química (UTN-FRA). Analista Ensayos Especiales en INLAB S.A.

Determinación del parámetro de mayor sensibilidad en la ROP durante la navegación de la Fm. Vaca Muerta

En el presente trabajo se pretende determinar la variable de perforación con mayor incidencia en la performance obtenida durante la ejecución de la navegación lateral de la formación Vaca Muerta, bajo las condiciones de perforación que se manejan en el área de Fortín de Piedra.

Dadas las altas exigencias del proyecto, en el sector de perforación, se debieron aplicar técnicas y procedimientos que permitieran optimizar continuamente las performances obtenidas.

La búsqueda permanente de la mejora en performance y las limitaciones en el equipamiento con el que se contaba al momento de iniciar en el proyecto, llevaron a la búsqueda de la variable o parámetro que más influía al momento de determinar el rendimiento de la perforación y por ende en los tiempos totales de ejecución del pozo.

GRISO, IVAN. INGENIERO INDUSTRIAL. CENTRO DE SOPORTE DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN. TECPETROL.

AYALA, ALBANO. INGENIERO PETROLEO. CENTRO DE SOPORTE DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN. TECPETROL

Introducción

Durante la ejecución del proyecto de Fortín de Piedra, se fueron ampliando los limites técnicos con el objetivo de alcanzar extensiones de rama horizontal cada vez mayores, con la idea de optimizar los retornos de inversión, incrementando el área expuesta del reservorio y por ende mejorando la productividad de los pozos.

Esta búsqueda constante para obtener mayores extensiones laterales, llevó a que los equipamientos que en un principio eran adecuados para la realización del proyecto, fueran alcanzando sus limitaciones técnicas, debiéndose sacrificar en varias oportunidades rendimiento a expensas de mantenernos dentro de los rangos operativos de los mismos.

Dadas estas circunstancias es que se emprendió este trabajo con el objetivo de determinar cuál de todos los parámetros intervinientes durante la ejecución de un pozo, era el más relevante al momento de afectar la performance de la perforación.

Desarrollo

Durante la perforación de pozos horizontales, y una vez alcanzado el "Landing Point", se da inicio a la etapa que denominamos "rama horizontal" o "extensión lateral", que no es ni más ni menos que la perforación del tramo horizontal.

En este tramo lo que se busca es maximizar la eficiencia del proceso de perforación, por lo que los equipos de ingeniería y operaciones nos centramos en lograr la máxima ROP (tasa de penetración) posible.

Para ello durante la perforación se aplican diferentes configuraciones de parámetros, con los cuales se logran distintas eficiencias. Además, se deben considerar las limitaciones técnicas y físicas que se presentan en la operación, lo cual limita en muchas ocasiones los parámetros factibles de aplicar, ya sea porque los equipos utilizados están en su límite operativo, o bien desde el punto de vista de las condiciones del pozo como ser variables de torque y arrastres. A esto se debe agregar los cambios de trayectorias que se generan como resultado de la geonavegación, que, en algunos casos, obliga a perforar un pozo de mayor tortuosidad.

Es por ello que, en este punto de la ejecución de pozo, es importante determinar y conocer el o los parámetros más preponderantes a la hora de intentar maximizar la ROP.

En nuestro caso, donde se perforan pozos con ramas horizontales de 2500m de extensión y dado que nos encontrábamos limitados por la presión de hidráulica de diseño del equipo de perforación, debíamos determinar que era más conveniente al momento de establecer nuevos parámetros, si aplicar mayor Presión Diferencial, teniendo que sacrificar Caudal, o mantener/aumentar el caudal limitando la presión Diferencial sobre todo en el tramo final de la rama horizontal.

Bajo estas premisas se seleccionaron cinco PADs que contemplan un total de 15 pozos perforados y distribuidos en distintas zonas de manera de lograr buena cobertura superficial del yacimiento.

Los PADs seleccionados para el análisis se denominarán genéricamente de la siguiente manera: Pad-FP-A, Pad-FP-B, Pad-FP-C, Pad-FP-D, Pad-FP-E

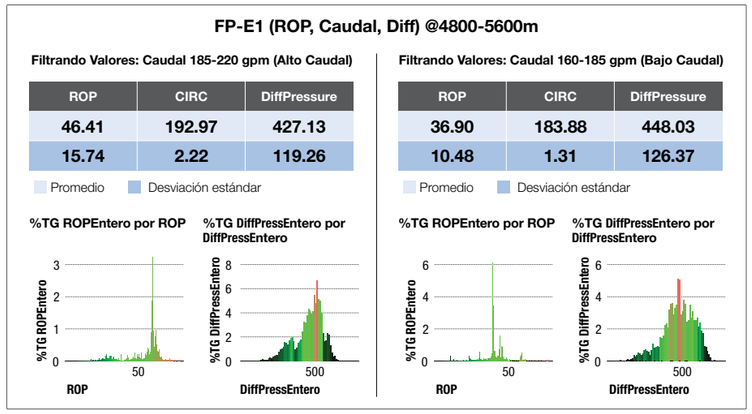
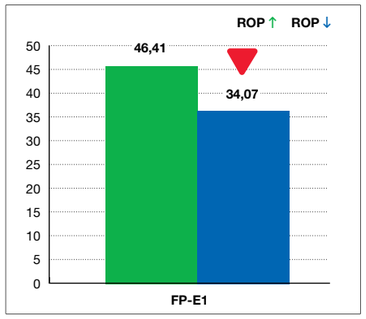


Fig.1: Pozo FP-E1 - Resultados.



Pozo	ROP▲	ROP▼	ΔROP
FP-E1	46,41	36,90	-20,49%

Fig.2: Pozo FP-E1 - Resultados.

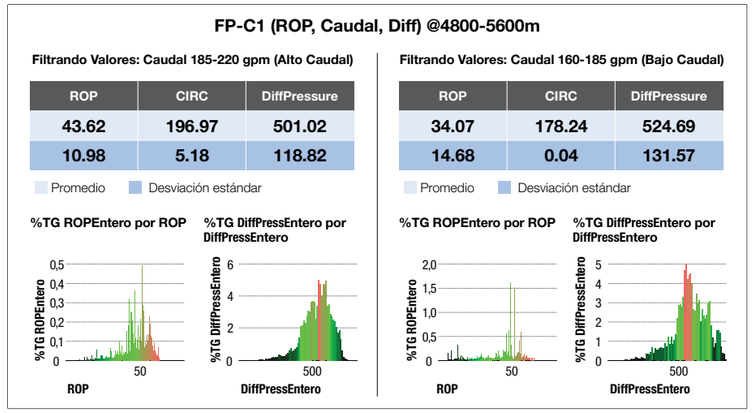
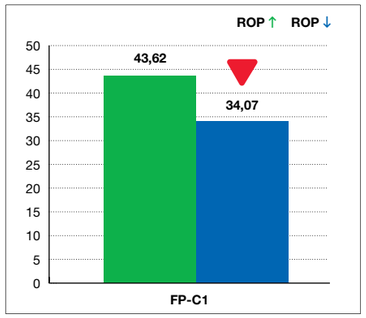


Fig.3: Pozo FP-C1 - Resultados.



Pozo	ROP▲	ROP▼	ΔROP
FP-C1	43,62	34,07	-21,89%

Fig.4: Pozo FP-C1 - Resultados.

Ahora bien, luego de seleccionar y obtener todos los datos de dichos pozos, para iniciar el análisis se realizó una segmentación de los datos de la rama horizontal, filtrando las variables en donde se aplicaron valores de caudal por encima de 185 gpm (gallons per minute), rango al que denominaremos en nuestro análisis como "Alto Caudal", y valores de caudal por debajo de 185 gpm, rango al que denominaremos como de "Bajo Caudal", y se procederán a comparar rendimientos obtenidos para ambos segmentos.

Debido a que el análisis fue realizado sobre un total de 15 pozos y que el mismo se desarrolla para todos de igual manera, en este documento solo se detallan a modo de ejemplo dos de los pozos.

Caso N°1: Pozo FP-E1

En este caso, y luego de hacer la segmentación de alto caudal (todos los valores por encima de 185 gpm) y bajo caudal, se obtiene que:

- El valor promedio de caudal en el rango alto fue de 193 gpm, con un valor promedio de 427 psi de presión diferencial y obtuvo una ROP 46.41 m/h.

- Para el rango bajo, los valores obtenidos fueron los siguientes, caudal promedio de 184gpm, diferencial promedio de 448 psi y una respuesta en la ROP de 36.9 m/h. **(Figura 1)**

Esto nos indica que bajando tan solo 4.66% el caudal e incrementando los valores de presión diferencial en un 4.92%, teníamos una perdida en el rendimiento del 20.49%. **(Figura2)**

Caso N°2: Pozo FP-C1

En este caso, y luego de hacer nuevamente la segmentación de alto caudal (todos los valores por encima de 185 gpm) y bajo caudal, se obtiene que:

- El valor promedio de caudal en el rango alto fue de 197gpm, con un valor promedio de 501psi de presión diferencial y obtuvo una ROP 43.62 m/h.

- Para el rango bajo, los valores obtenidos fueron los siguientes, caudal promedio de 178gpm, diferencial promedio de 525psi y una respuesta en la ROP de 34.07m/h. **(Figura 3)**

En este caso, nos indica que bajando 9.64% el caudal e incrementando los valores de presión diferencial un 4.79%, teníamos una pérdida en el rendimiento del 21.89%. **(Figura 4)**

ROP vs Caudal vs Diff									
Pozos	Alto Caudal			Bajo Caudal			Deltas		
	ROP▲	Q▲	P Dif▲	ROP▼	Q▼	P Diff▼	ΔROP	ΔCaudal	ΔP Diff
FP-A1	42.84	197	463	37.9	191	434	-11.53%	-3.05%	-6.26%
FP-A2	45.83	204	395	34.67	188	380	-24.35%	-7.84%	-3.80%
FP-B1	36.44	189	365	28.63	175	325	-21.43%	-7.41%	-10.96%
FP-B2	28.5	192	397	19.5	177	392	-31.58%	-7.81%	-1.26%
FP-B3	40.54	195	380	24.5	177	309	-39.57%	-9.23%	-18.68%
FP-C1	43.62	197	501	34.07	178	525	-21.89%	-9.64%	4.79%
FP-C2	17.61	189	253	13.37	183	255	-24.08%	-3.17%	0.79%
FP-C3	34.09	183	429	28.94	168	475	-15.11%	-8.20%	10.72%
FP-D1	38.75	195	332	27.28	186	246	-29.60%	-4.62%	-25.90%
FP-D2	19.87	200	313	14.85	190	281	-25.26%	-5.00%	-10.22%
FP-D3	32.7	192	314	27.28	186	246	-16.57%	-3.13%	-21.66%
FP-E1	46.41	193	427	36.9	184	448	-20.49%	-4.66%	4.92%
FP-E2	38.75	178	543	32.3	169	553	-16.65%	-5.06%	1.84%
FP-E3	49.04	197	513	43.5	184	582	-11.30%	-6.60%	13.45%
FP-A3	43.16	196	318	47.05	184	450	9.01%	-6.12%	41.51%
Average	**37.21**	**193.13**	**396.20**	**30.05**	**181.33**	**393.40**	**-19.24%**	**-6.11%**	**-0.71%**

Fig.5: Análisis de todos los pozos del estudio.

Una vez que se realizó el análisis de todos los pozos seleccionados se obtuvo la siguiente tabla como resumen, que muestra las sensibilidades del Caudal y Presión Diferencial sobre la ROP. **(Figura 5)** De la misma pueden detallan los siguientes comportamientos:

- Pozos en donde fue necesario disminuir Caudal y Presión Diferencial en simultaneo. En valores promedios se puede observar que disminuyendo un 6% el valor del Caudal y un 12% la Presión Diferencial, se pierde un 25% en performance. **(Figura 6)**

- Pozos en donde se disminuyó Caudal y aumento la Presión Diferencial. En valores promedios se puede observar que disminuyendo un 6% el valor del Caudal y aumentando un 6% la Presión Diferencial, se pierde un 18% en performance. **(Figura 7)**

- Un único caso de todos los estudiados, se logró mayor ROP, disminuyendo 6% el Caudal, pero incrementando en un 42% la Presión Diferencial. **(Figura 8)**

Por lo que se puede inferir que en escenarios donde se tienen limitaciones en cuanto a presiones operativas, la variable de mayor sensibilidad es el Caudal. Aunque si se logra un aumento considerable en la Presión Diferencial, esta podría compensar el Caudal sacrificado, logrando aumentar la ROP.

Conclusiones:

Del presente análisis se extraen las siguientes conclusiones:

1. El caudal es la variable de mayor sensibilidad al momento de la perforación de la sección lateral de un pozo en el área de Fortín de piedra en cuando a la performance. Sin considerar que esta variable es de mucha importancia en otro aspecto importante como lo es la limpieza del pozo.

2. Los pozos en los que se bajó el caudal para poder incrementar la presión diferencial, muestran una pérdida de ROP cercana al 18%.

3. Los pozos que debieron bajar el caudal y a su vez no compensaron la baja de presión con mayor diferencial, perdieron en promedio un 25% de ROP.

4. Solo en un caso se observa que aumentado en 42% la presión diferencial se logra compensar la disminución de Caudal, logrando una mejora de 9% en la ROP. Por lo que si el sacrificio de Caudal, no implica poder aumentar en forma significativa la Presión Diferencial, es conveniente intentar mantener o aumentar Caudal para lograr una mayor performance.

Pozos	ΔROP	ΔCaudal	ΔP Diff <0
FP-A1	-11.53%	-3.05%	-6%
FP-A2	-24.35%	-7.84%	-4%
FP-B1	-21.43%	-7.41%	-11%
FP-B2	-31.58%	-7.81%	-1%
FP-B3	-39.57%	-9.23%	-19%
FP-D1	-29.60%	-4.62%	-26%
FP-D2	-25.26%	-5.00%	-10%
FP-D3	-16.57%	-3.13%	-22%
Average	**-25%**	**-6%**	**-12%**

Fig.6: Análisis de pozos con ΔP Diff<0.

Pozos	ΔROP	ΔCaudal	ΔP Diff >0
FP-C1	-22%	-10%	5%
FP-C2	-24%	-3%	1%
FP-C3	-15%	-8%	11%
FP-E1	-20%	-5%	5%
FP-E2	-17%	-5%	2%
FP-E3	-11%	-7%	13%
Average	**-18%**	**-6%**	**6%**

Fig.7: Análisis de pozos con ΔP Diff>0.

Pozos	ΔROP	ΔCaudal	ΔP Diff
FP-A3	9%	-6%	42%

Fig.8: Análisis de pozos con ΔP Diff=42%.

Biografías:

Albano Ayala es Ingeniero en Petróleos graduado en la UNComahue (2004). Trabaja como supervisor de Perforación en el Centro de Soporte de Operaciones de Perforación para Tecpetrol.

Ivan Alejandro Griso es Ingeniero Industrial graduado en la UNSa (2010). Trabaja como supervisor de Perforación en el Centro de Soporte de Operaciones de Perforación para Tecpetrol.

XV Encuentro Anual SPE Student Chapters

Del 30 de Septiembre al 04 de Octubre, en la ciudad de Comodoro Rivadavia, se llevó a cabo el "XV Encuentro Anual SPE Student Chapters" evento organizado por la Comisión Directiva del Capítulo Estudiantil SPE de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco.

En este Encuentro se contó con la presencia de alrededor de 120 estudiantes de Ingeniería en Petróleo de todo el país, que pertenecen a los 6 Capítulos Estudiantiles SPE que existen actualmente en Argentina.

La dinámica propuesta para este Encuentro fue la de alternar 3 días de disertaciones con dos días de visitas técnicas, a fin de complementar todo lo visto en las charlas y darle la posibilidad a los estudiantes, de que por primera vez puedan ir de visita a las empresas petroleras.

Además de esto, se realizó una actividad complementaria, en la cual se conformaron 17 grupos a los cuales se les otorgo un Caso de Investigación, relacionado a un tema técnico actual. La finalidad era que puedan investigar, desarrollar un trabajo y presentarlo el último día del encuentro, exponiendo no solo los conocimientos que adquirieron sino también mostrando sus habilidades comunicativas y desarrollar diferentes habilidades de trabajo en equipo.

Dentro de los 3 días de disertaciones, además de contar con la presencia del Ministro de Hidrocarburos, Martin Cerda, también se contó con la presencia de reconocidos profesionales de las principales empresas petroleras operadoras y de servicio del país. Como complemento, también hubo charlas orientadas a las Soft Skills, donde los estudiantes además se llevaron consejos sobre cómo exponer delante de una audiencia, concejos para armado de CV y tips para entrevistas laborales.

En cuanto a los días de visita, el primer día tuvieron la posibilidad de visitar las bases operativas de las Empresas de Servicio que radican en la ciudad en grupos rotativos, y el segundo día de visita fue el más importante: por primera vez en simultaneo, se conformaron 5 numerosos grupos para poder visitar los principales yacimientos de la CGSJ. De esta manera, todos los estudiantes tuvieron la posibilidad de estar en el campo y ver realmente que es lo que les espera en un futuro no muy lejano como profesionales. Los yacimientos que se visitaron fueron: Cerro Dragón – PAE; Manantiales Behr, El Trebol – YPF; El Tordillo – Tecpetrol; Diadema – CAPSA.

La Comisión Directiva organizadora agradece a las siguientes empresas que patrocinaron e hicieron posible la realización de este Encuentro: Pan American Energy e YPF como patrocinadores Platinum; Tecpetrol y Baker Hughes como patrocinadores Gold; y Total Austral como patrocinador Silver.

También se agradece a los siguientes comercios de la ciudad de Comodoro Rivadavia: el Centro de Estudiantes de la Facultad de Ingeniería, Anafer S.A. y La Nube Informática, que a pesar de la situación por la que atraviesa la ciudad han realizado un enorme esfuerzo colaborando. Se agradece también a toda la Comisión Directiva de la SPE Argentina, a todo el personal del Centro Cultural, de la Facultad de Ingeniería, de Audiovisuales y del Rectorado de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, que a lo largo de todo el año han ayudado con la organización de este importante evento.

Visita de capítulos estudiantiles a Cerro Dragón y El Trébol.

Clasificación y predicción de fallas en operaciones de perforación con casing usando Analytics

MARÍA SOL FRAGUIO / MAURICIO MAESTRI.
FRACTAL SCIENCE
DARÍO CÓDEGA / CONSTANTINO ESPINOSA / CONSTANZA LOJK. TENARIS

Introducción

La perforación con casing consiste en revestir el pozo a medida que el mismo es perforado, ya que utiliza la tubería de revestimiento como proveedor de energía hidráulica y mecánica para lograr el corte de la formación. Este tipo de perforación elimina la necesidad de bajar la columna de perforación convencional, que luego debe ser extraída para instalar la tubería de revestimiento permanente. Adicionalmente, mitiga problemas de pérdida de circulación, mejora el control del pozo y reduce el tiempo de equipo de perforación no productivo, disminuyendo al mismo tiempo el riesgo de que se produzcan desviaciones no programadas o atascamientos de las tuberías. La tubería de revestimiento consiste en una columna de tuberías de acero que se introducen en el pozo enroscándolas una a otra para formar un tubo continuo hasta que se alcance la profundidad deseada. Uno de los problemas detectados durante una operación de perforación con casing es el corte de la conexión por fatiga del material, en cuyo caso la operación puede extenderse por encima de lo estipulado, aumentando considerablemente los costos. Los efectos dinámicos en fondo de pozo, difíciles de predecir y de medir, son los principales responsables de este tipo de falla prematura. Actualmente, durante la operación de perforación con casing se monitorean gran cantidad de datos en tiempo real a partir de sensores. Adicionalmente, se confeccionan informes escritos que dan indicio del estado de perforación promedio. Debido a la complejidad de los fenómenos subyacentes durante la perforación no existe un modelo matemático confiable que pueda utilizarse para predecir el comportamiento del sistema bajo condiciones no favorables y que permita anticiparse a situaciones con la suficiente antelación. En este contexto, aparecen como opción metodologías que puedan obtener información a partir de la interacción de las variables medidas sin hacer suposiciones a priori sobre la naturaleza del fenómeno que se estudia. En este trabajo se analizan datos de distintas variables de la perforación para obtener información útil con el objetivo de identificar y predecir el momento de ocurrencia de falla durante la operación de perforación. Los datos se analizan con diferentes metodologías de Data Mining y Machine Learning con el objetivo de estudiar la capacidad de las mismas para implementar una solución de monitoreo en tiempo real.

Desarrollo

Se analizó la información temporal de variables típicas medidas y/o calculadas durante la operación de perforación con casing para cinco pozos obtenida a frecuencias entre 0.1 y 1 Hz. En tres de los cinco pozos analizados no se habían registrado fallas durante la operación y en los dos restantes se registraron roturas del casing debido a la fatiga del material. La Figura I muestra los boxplots de las variables utilizadas para el análisis para uno de los pozos sin registro de falla. **(Figura 1)**

Se aplicaron distintas metodologías bajo dos enfoques diferentes. Por un lado, se utiliza la información de los tres pozos donde no se registraron fallas durante la perforación para entrenar un modelo de operación normal. El modelo construido de esa manera permite diferenciar operación Normal/No Normal así como identificar las variables responsables de la anormalidad del proceso. Bajo este enfoque se utiliza la técnica de PCA (Principal Components Analysis) para construir un estadístico (T2) que permita monitorear el proceso. Por otro lado, se utilizan registros de series temporales bajo operación normal y falla para entrenar un sistema no supervisado denominado Mapas Auto Organizados. Se espera que la metodología separe automáticamente las distintas zonas con el objetivo de clasificar fallas ocurridas y generar la capacidad de detectar situaciones similares en el futuro. La Figura II muestra el resultado del estadístico T2 obtenido utilizando PCA para uno de los pozos que fallaron diferenciado para los intervalos de tiempo clasificados como Perfora (períodos efectivos de perforación) / No Perfora (períodos en los cuales por distintas razones se interrumpe la perforación). Se observa que el estadístico aumenta considerablemente para los períodos clasificados como No Perfora. **(Figura 2)**

La Figura III (a) muestra los resultados del estadístico para los períodos de tiempo identificados bajo la operación de perforación. La misma muestra que en determinado momento el valor del estadístico aumenta abruptamente. Ese tiempo coincide con el momento en el cual la perforación falla debido al corte de la conexión. En la Figura III (b) se puede ver en rojo los valores de la variable Bit_Weight para los cuales el estadístico está por encima del valor límite establecido dando indicios visibles de que la misma podría ser una de las variables responsables de la ruptura de la correlación establecida en el modelo.

Figura III. (a) Estadístico T2 en función del tiempo para un pozo con falla por fatiga durante el período en que se produce la falla. (b) Bit_Weight en función del tiempo. Los puntos rojos marcan los instantes para los cuales el estadístico T2 supera el límite establecido.

La Figura IV (a) muestra el valor del estadístico T2 para los instantes precedentes a la falla detectada. En la misma se puede observar que el estadístico

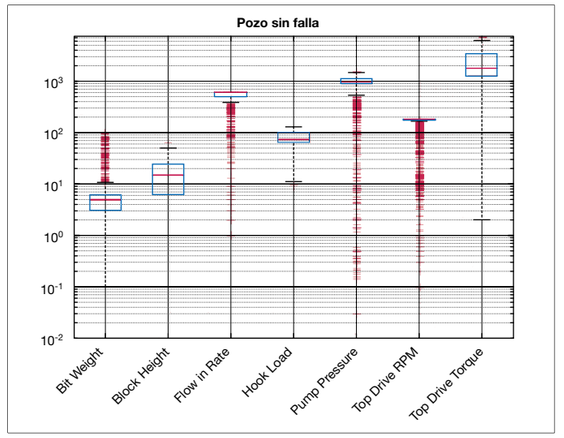


Figura I. Boxplots para cada una de las variables utilizadas durante el análisis para uno de los pozos sin fallas.

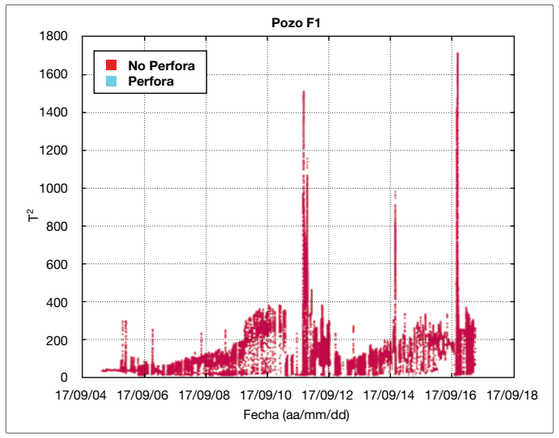


Figura II. Estadístico T2 para un pozo con falla por fatiga para períodos con (celeste) y sin (rojo) perforación efectiva.

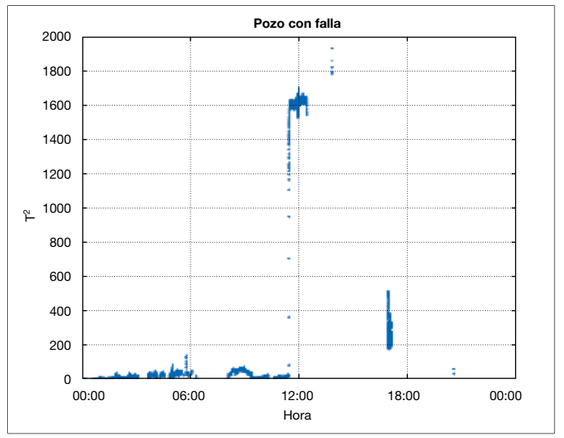


Figura 3a.

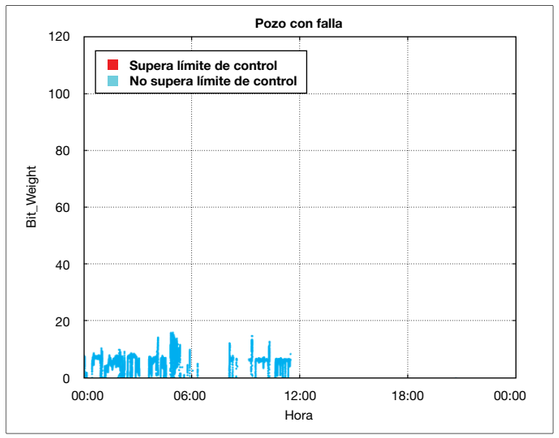


Figura 3b.

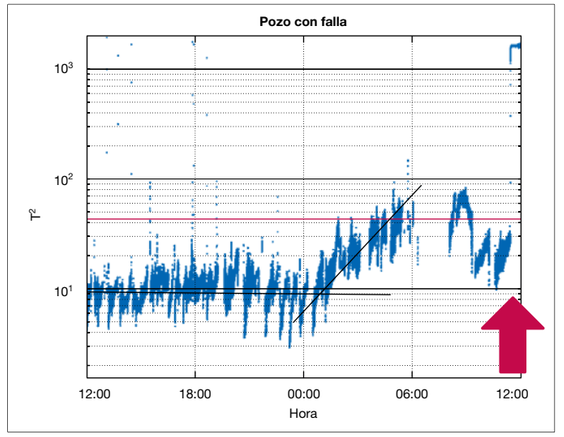


Figura 4a.

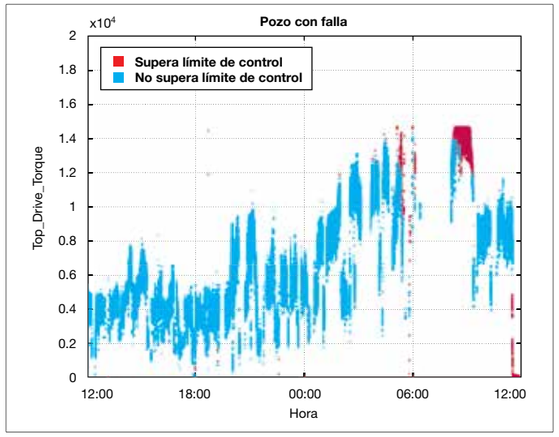


Figura 4b.

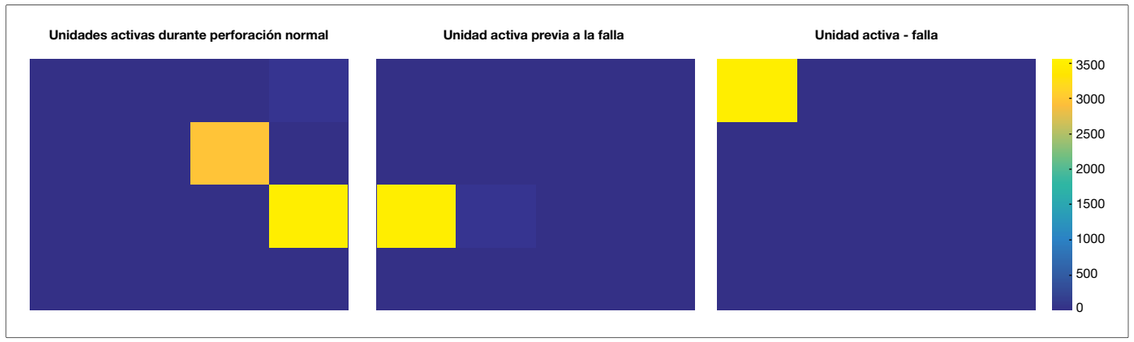


Figura 5 (a) (b) (c).

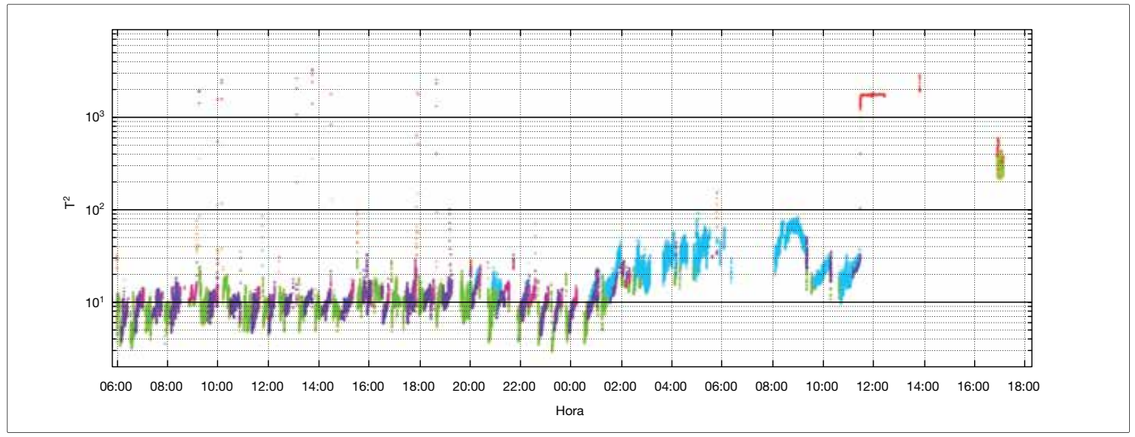


Figura VI. Unidades activadas en el Mapa Auto Organizado superpuestas al valor del estadístico T2 en función del tiempo.

cambia su tendencia casi diez horas antes de que se produzca la falla y supera el límite establecido por el 95% casi siete horas antes. La Figura IV (b) muestra la evolución del Torque en función del tiempo. Para los tiempos precedentes a la falla se produce un cambio en su tendencia y dentro de esta nueva tendencia se empiezan a evidenciar valores del estadístico que superan el límite establecido.

Figura IV. (a) Estadístico T2 durante el período anterior a la falla. (b) Torque en función del tiempo para tiempos anteriores a la falla. Los puntos rojos marcan los instantes para los cuales el estadístico T2 supera el límite establecido.

La Figura V muestra los resultados de un mapa auto organizado entrenado con las series temporales del pozo fallado analizado en las figuras anteriores. La misma muestra que para distintos intervalos temporales se activan distintas zonas del mapa. La Figura V (c) muestra la zona del mapa que se activa en los intervalos temporales durante la falla. Durante ese intervalo se activa una zona muy definida pintada de amarillo. La Figura V (b) muestra las zonas del mapa que se activan en los momentos previos a la falla. Puede observarse que la zona activada en este caso no se superpone con la que se activa cuando ya se produjo la rotura del material y tampoco con las zonas activadas durante operación normal.

Figura V. Mapas Auto Organizados (a) Zona del mapa activada durante perforación normal. (b) Zonas del mapa activadas antes de que ocurra la falla. (c) Zona del mapa activada durante la falla.

La Figura VI muestra en diferentes colores las unidades activadas por el mapa auto organizado superpuestas al valor del estadístico T2 en función del tiempo. En la misma se evidencia una coherencia temporal de las unidades activadas durante las distintas condiciones de perforación y el valor del estadístico. Puede observarse que los criterios de clasificación obtenidos por ambas metodologías coinciden.

Conclusiones

En este trabajo se aplican diferentes metodologías a las series temporales de las variables medidas durante el monitoreo de la operación de perforación con casing. Las mismas no hacen suposiciones a priori sobre la naturaleza del proceso en estudio y son capaces de integrar la información medida individualmente para definir una "huella dactilar" de la operación normal del proceso. Los resultados indican que las metodologías estudiadas podrían combinarse estratégicamente para su potencial utilización en monitoreo en tiempo real durante operaciones de perforación con casing.

Comité de Desarrollo Educativo

Con el fin de llevar adelante uno de los pilares fundamentales de la SPE, que es la divulgación del conocimiento técnico y la capacitación de los profesionales de la industria del Petróleo y del Gas, el Comité todo de la Society of Petroleum Engineers (SPE) - Argentine Petroleum Section y en específico el sector de Desarrollo Educativo, se encuentran abocados a la organización de cursos sobre diferentes disciplinas o temas de interés específico.

Dentro de dicho marco se llevó a cabo, en el mes de Julio pasado, el curso de "Fractura Hidráulica" dictado por el Ing. Emmanuel d'Huteau en la ciudad de Buenos Aires, en instalaciones del ITBA Postgrado (contando con la participación de 25 personas). Nos encontramos trabajando en nuevos workshops, para lo que resta del año y durante el año que viene, y por el momento contamos con opciones dentro de lo que sería RTA (Rate Transient Analysis), Perfiles - Control de Calidad y Petrofísica sobre Pozo Abierto, igualmente sobre Entubado, entre otros.

Becas SPEA-PAE 2019

Durante el mes de febrero de 2019 se llamó a concurso para otorgar becas SPEA-PAE 2019 a alumnos de carreras de ingeniería en petróleo del país. Cada beca consiste en un apoyo económico de 7.500 mensuales. Se recibieron 45 solicitudes y después de una exhaustiva selección que contempló criterios académicos y de necesidad económica, en el mes de abril se otorgaron 17 becas. De los 17 becados, 4 estudian en la Universidad Nacional del Comahue, 2 en la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, 4 en la Universidad Nacional de Cuyo, 2 en la Universidad de Buenos Aires, 2 en la Universidad Nacional Arturo Jauretche y 3 en en el ITBA. Las becas SPEA-PAE se instauraron en el año 2014 con el exclusivo apoyo económico de Pan American Energy y desde el año 2014 hasta 2019 fueron beneficiados 55 estudiantes.

Becas Estímulo SPEA 2019

En adición al programa Becas SPEA-PAE, en el año 2019 la SPE de Argentina implementó un nuevo programa orientado a estimular el estudio de ingeniería petrolera en jóvenes alumnos universitarios argentinos miembros de los Capítulos Estudiantiles SPE de la República Argentina relacionados a la SPEA. Las Becas Estímulo están orientadas a apoyar los estudios de alumnos que tienen dificultades económicas y presentan un adecuado rendimiento académico. Este año la SPEA otorgó las becas estímulo a 2 estudiantes de la Universidad Nacional de Cuyo y a 2 estudiantes de la Universidad Nacional Arturo Jauretche. Cada beca consistió en un monto de $50.000 pagado en 2 cuotas.

El alcance de las nuevas tecnologías y su aporte de valor en la industria del petróleo y del gas

ESTANISLAO MARTIN IRIGOYEN
SOCIO GERENTE. INTELIGENTIA SRL

Introducción

En los últimos años, tecnologías tales como Big Data, Analytics, IIoT, Digital Twins & Fast DataAnalytics/CEP y Integracion, Virtualización y Gobierno de Datos son conceptos utilizados cada vez con mayor frecuencia en nuestra industria.

La realidad comienza a mostrar que cada una de estas tecnologías aporta su cuota de valor al negocio. Cada una desde sus alcances permite extraer valor de una manera u otra, ya sea ayudando a mitigar riesgos, a maximizar los beneficios y/o a ordenar "el caos" de una forma, valga la redundancia, ordenada.

Comprender que son, para qué sirven y como pueden aportar valor cada una de ellas ayudara a quien deba tomar una decisión de implementación a decidir y/u definir un camino de implementación óptimo. Para esto, los conceptos fundamentales deben estar bien claros a fin de tener un punto de partida razonable y trazar una estrategia hacia una visión claramente definida.

En este artículo, presentare un resumen de estas disciplinas comentando que son, para que son y en que situaciones puede colaborar con el negocio una tecnología en particular de manera tal de ayudar a quien deba tomar una decisión a enfocarse en una línea de Implementacion asertiva y acorde a la realidad de su compañía.

¿Que son y para qué sirven cada una de estas tecnologías?

Comencemos entonces con las definiciones a fin de aclarar los conceptos y el ámbito en el cual rondara la decisión en particular.

Big Data

Big Data es sin lugar a dudas una de las palabras "estrella" del momento. Este nomenclador se refiere al conjunto de TECNOLOGIAS (lo cual implica que su ámbito es IT) que ayudan a ALMACENAR y a PROCESAR grandes volúmenes de datos de las más variadas fuentes de una manera eficiente.

Hoy en día, las organizaciones tienen multiplicidad de sistemas que almacenan, capturan y/u producen datos y actualmente somos conscientes de que en dichas fuentes de datos hay mucho valor por ser extraído y por ende se ha tomado conciencia de la necesidad de almacenarlos, procesarlos, transformarlos y disponibilizarlos de manera ágil puede resultar en una producción de valor inminente desde los hoy llamados "petróleo digital" que son los datos.

Si tu compañía necesita comenzar a gestionar todos los datos que produce de manera eficiente, serán las tecnologías de Big Data las que ayuden en dicha tarea.

Analytics

Analytics es el otro de los conceptos "estrella del momento". Analytics se refiere a un conjunto de tecnologías orientada a la extracción de conocimiento oculto en los datos. La estrategia en este caso es una estrategia propia de los usuarios de negocio, quienes necesitan obtener el máximo de conocimiento posible desde los datos y de la información disponibles.

Como conjunción de tecnologías, Analytics puede verse como un amalgamado orgánico a través de una metodología (IVEMIS por ejemplo 1), de tecnologías tales como Machine Learning e Inteligencia Artificial, de Estadística, de Visualización de Informacion, de Optimización y Simulación y de Procesamiento y Consulta de Bases de Datos. Su objetivo es extraer conocimiento y expresarlo en forma de Modelos, de los cuales se desea en general que aporten conocimiento a los analistas (aunque a veces, solo aporten estimaciones o predicciones sin entregar la posibilidad de explicar un por qué determinado como es en el caso de la utilización de las redes neuronales).

Si la organización tiene datos y necesitas extraer al máximo el valor que estos puedan aportan, Analytics será seguramente la disciplina que aportara valor a la organización más rápidamente.

IIoT, Digital Twins & Fast Data Analytics/CEP

Si nuestra organización no está sensorizada, o bien los sistemas e instrumentos no estén interconectados y "hablando entre ellos sin la intermediación de un humano" entonces IIoT sea quizá un paso que aporte valor al negocio. Por IIoT nos referimos a la conexión total de OBJETOS con OBJETOS, de máquinas con máquinas, de sistemas con sistemas. De esta forma, implementando IIoT podremos alcanzar la conectividad total de nuestra compañía y acercarnos a una gestión en tiempo real más eficiente, y a la vez, recolectando datos de la operación de manera continua.

El valor de actuar rápidamente es perfectamente mensurable y el retorno de inversión de la implementación de estas tecnologías será más rápido cuanto mayor sea el problema a resolver.

Por supuesto que para capitalizar el valor de dichos datos necesitaremos de otras tecnologías, tales como BIG DATA para almacenarlos y procesarlos y de ANALYTICS para extraer conocimiento desde dichos datos. Pero una vez que obtuvimos este ansiado "conocimiento", como lo desplegamos y transformamos los suceso en valor instantáneo?

Para esto se desarrollaron las tecnologías de procesamiento de datos en tiempo real conocidas como Fast Data (Analytics) y/u CEP (Procesamiento de eventos complejos). Utilizando el conocimiento antes capturado y lo desplegamos implementando estas tecnologías, finalizamos el ciclo de mejora continua materializando la captura de valor en forma de acciones concretas en el momento en que un evento y/u situación (esperado o no) ocurren. Pasamos entonces de una situación más cercana a un análisis forense a actuar de inmediato y evitar, por ejemplo, que "el mal se propague" y resulte por ende más costoso para la compañía.

En algunas situaciones específicas necesitamos que un modelo pueda "imitar fielmente" el comportamiento normal de un equipo, proceso, etc. En este caso, el modelo desarrollado, el cual aprende de los comportamientos realizados por el sistema a ser imitado o bien es especificado desde leyes fundamentales o por conocimiento de expertos se denomina "Digital Twin". Su función como tal (gemelo) será la de realizar comportamientos esperables dada las condiciones medidas en el entorno, y por ejemplo, capturar comportamientos anómalos, o desvíos de manera temprana sobre todo en ámbitos en los cuales medir permanentemente resulta costoso o a veces casi imposible.

El valor de actuar rápidamente es perfectamente mensurable y el retorno de inversión de la implementación de estas tecnologías será más rápido cuanto mayor sea el problema a resolver.

Integración, Virtualización y Gobierno de Datos

Cuando tenemos y una gran cantidad de sistemas conectados y produciendo datos e información de manera continua rápidamente suele surgir un problema: EL CAOS!

Múltiples silos de información, aplicaciones y datos no integrados, archivos en repositorios personales sobre los cuales no puede gestionarse la calidad de los datos que darán a la luz resultados de valor para la compañía.

La necesidad de integrar de manera ágil a las distintas fuentes y de poner un orden que permita garantizar que los datos correctos, con una calidad adecuada sean disponibilizados a los usuarios correctos en el tiempo correcto mediante a un gobierno ágil que no imponga trabas a los usuarios será una buena perspectiva que contribuirá a la AGILIDAD como ente producción de valor para la organización, habilitando a un alineamiento total de los RRHH a la estrategia de la compañía.

En este ámbito, evitar puntos de replicación de información es crucial también y para todos estos puntos tratados en este apartado es que se han creado tecnologías para la virtualización de datos, la gestión de datos maestros y la gobernanza de datos (valga la redundancia).

En resumen, si la compañía está altamente sistematizada, o en proceso de hacerlo, pero no hay integración entre las distintas fuentes y/o existen muchos silos de Informacion desconectados entre sí, implementar herramientas de Virtualización de Datos, de Gobierno o de Gestion de Datos Maestros será un camino para generar valor agilizando la producción de valor desde los datos de la compañía.

Pero primero son los problemas!

Como toda tecnología de datos, el problema que deba resolverse será el hilo conductor principal en el diseño de la estrategia. Identificar cual o cuales son los problemas a resolverse, así como la magnitud del mismo, dará una fuerte apoyatura a la decisión que deba tomarse.

Así por ejemplo, si la empresa tiene alta sistematización y producción de datos ya sea de manera directa o desde las compañías de servicios, comenzar desde Analytics puede ser una buena opción, ya que al analizar los datos se podrá establecer el valor que cada fuente aporta y por ende, dirigir la estrategia de generación y gestión de cada una de las fuentes de datos origen, para luego establecer los mecanismos de integración adecuados y por ultimo hacer los despliegues en tiempo real de conocimiento obtenido.

La estrategia deberá ser diseñada con base a la situación actual y a la visión de la compañía y en este camino de definiciones contar con una metodología adecuada que permita enfocar el diseño será crucial.

Biografía:

Estanislao Martín Irigoyen es Socio Gerente en INTELIGENTIA SRL, empresa dedicada al desarrollo e implementación de Soluciones Analíticas con 10 años de antigüedad en el mercado. A lo largo de su carrera profesional se ha desempeñado como investigador y/u como analista en Inteligencia de Negocios, Inteligencia Artificial y Data Mining en diversas empresas multinacionales del sector, así como en organismos estatales. Trabaja en áreas vinculadas al desarrollo, innovación y análisis de información desde 1996.Como consultor ha implementado soluciones basadas en Data Mining y Analytics en una gran variedad de industrias tales como Petróleo/Gas y Energía, Manufactura, Agro Negocios, Retail, Farmacéutica, Bancario/Financiera, Salud, Telefónicas, Seguros, Medios, Utilities, etc..

A implementando Analytics en Oil & Gas desde 2009 en varias empresas de Argentina y/u del exterior, teniendo publicaciones y presentaciones en revistas y/u congresos nacionales o internacionales en estas temáticas y para esta industria.

Ha sido docente auxiliar en carreras de grado en la Universidad de Buenos Aires en materias de Cs. Físicas, Cs. Económicas y en materias de Data Mining e Inteligencia Artificial. Ha sido docente en diversos programas de extensión y postgrado en el IAE, en la UAI y en la UB en temáticas de Estadística, Data Mining, Analytics y Big Data. Desde 2018 es docente de Big Data y Analyics en el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Se ha desempeñado como investigador y desarrollador de tecnologías en el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), como Becario de Investigación en la Comisión de Investigaciones Científicas de la Provincia de Buenos Aires (CIC) y en la Fundación Techint/UBA.

“Women In Energy” SPE en la Torre YPF

El Jueves 29 de Agosto, en la Torre YPF, se llevó a cabo el evento “Diversidad e Integración: oportunidades en la industria de la Energía”, auspiciado por el Comité WIN (Women in Energy) de la Society of Petroleum Engineers (SPE) Argentina.

El mismo contó con la presencia y participación de personalidades muy destacadas de otros Comités WIN de Latinoamérica, como Janinne Delgado Silva, de WIN-SPE Perú, acompañada por Seferino Yesquen, Presidente del Directorio de PerúPetro y gran impulsor de Women in Energy en Perú. También se contó con la participación de Paola Pastor, Presidenta de WIN- SPE Colombia, asi como también nos acompañó el Presidente de SPE Patagonia, Martin Paris, y como siempre, el apoyo sostenido de Daniel Rosato, Vicepresidente de la SPE Argentina.

Las palabras de bienvenida a este evento las dieron el Presidente de la SPE Argentina, Diego Solís, y la Líder para la Región Latinoamericana de WIN-SPE, Patricia Fidel. Luego de las palabras de bienvenida y los agradecimientos a todos, inició la primera presentación, a cargo de Elena Morettini, Advisor en Geociencias en YPF y Anabel Perrone, Directora Ejecutiva de la Fundación YPF. Ambas contaron la experiencia hasta ahora del Programa interno de YPF sobre Diversidad, una iniciativa muy firme para modificar muchas situaciones que tenían décadas sin cambiar. Al finalizar, hicieron su exposición Claudia Aguirre, como Líder de WIN Argentina, acompañada por Patricia Fidel, que son quienes están en el armado de estos encuentros donde se puedan compartir las experiencias en otras regiones. Durante esta exposición, se anunciaron los lanzamientos de un programa de charlas de Energy4Me con el apoyo de los Capítulos Estudiantiles de las diferentes Universidades ligadas a la SPE, así como también el Programa de Mentorías que se lanzará durante 2020, para Jóvenes Profesionales.

1

2

3

1. Diego Solis, Daniel Rosato y Patricia Fidel previo al encuentro. 2. Una jornada de proyección regional. 3. Elena Morettini y Anabel Perrone durante su exposición.

En tercer lugar, dio una presentación acerca de SPE Colombia y del trabajo que vienen haciendo con los Capítulos Estudiantiles de Colombia para difundir en escuelas primarias y secundarias los conocimientos sobre la Energía, basados en el programa Energy4Me, de la SPE. Un excelente trabajo que ya tiene al menos dos años en acción y que desarrolla la motivación para que los jóvenes, especialmente niñas, se acerquen a las carreras referidas a la industria, en el marco STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics).

Finalmente, y llegando de su exposición en la ICE 2019, que se estaba haciendo en un hotel próximo a YPF, expuso Janinne Delgado Silva acerca de los diferentes programas que ha venido realizando WIN Perú con Energy4Me, y fundamentalmente con el programa de Mentorías, que ha sido un éxito, y que ya iniciaron el programa para 2020. Seferino Yesquen, quien asistió también al evento, comentó lo sorprendente de los resultados de los programas de Energy4Me en la Selva.

El encuentro fue sumamente exitoso, y propició la idea de seguir en ésta línea para seguir compartiendo experiencias y aprendizajes. Durante Octubre y Noviembre se llevarán a cabo charlas sobre Energía en colegios secundarios de CABA y Provincia de Buenos Aires, con el aporte de los Capítulos Estudiantiles. Y se comenzará a elaborar el Programa de Mentorías para lanzarlo en 2020.

Presentación de la SPE en la AOG

Daniel Rosato presenta a la SPE en el auditorio.

Socios y visitantes pasaron por nuestro stand en la AOG.

13 y 14 de mayo
Hotel Libertador, Buenos Aires, Argentina

IX Seminario Estratégico SPEA
El futuro Energético de la Argentina y el Rol de los Hidrocarburos

¿Cuál es el escenario actual del sector energético en la Argentina? ¿Cuáles son las perspectivas para el futuro? ¿Qué políticas son las más adecuadas para incentivar la actividad? Para intentar dar respuesta a esos interrogantes, importantes ejecutivos de empresas del sector, funcionarios del gobierno nacional y gobiernos provinciales, consultores y analistas se darán cita en el **"IX Seminario Estratégico 2020"**.

Con sus mesas redondas y presentaciones de funcionarios gubernamentales y de máximos directivos de empresas operadoras, empresas de servicios petroleros y analistas locales e internacionales, los Seminarios Estratégicos de la SPEA constituyen uno de los eventos periódicos más destacados de la agenda energética de Argentina.

El futuro energético de Argentina depende de nosotros y nos convoca a informarnos y debatir sobre la mejor manera de emprender este importante desafío. Invitamos a participar de nuestro IX Seminario Estratégico, un foro para analizar en profundidad las perspectivas de la industria de los hidrocarburos en la Argentina.

Mesas redondas y expositores

- El Panorama Energético en la Actualidad
- Situación Internacional y Nacional
- Alternativas Energéticas de Corto Plazo
- Visión de las Operadoras
- Yacimientos No Convencionales
- Campos maduros
- Potencial Off shore
- Apertura de Mercados para Gas
- Energías Alternativas
- Inversiones en Exploración y Producción
- Compañías de Servicio
- Autoridades Nacionales y Provinciales

Informes

www.spe.org

SPE de Argentina.
Maipu 645 4to piso
Teléfono: +54 11 4322-1079
Mail: info@spe.org.ar

Septiembre
Buenos Aires, Argentina

IV Simposio de Exploración y Producción de Recursos No Convencionales
El evento más importante dedicado al desarrollo de los recursos No Convencionales fuera de EE.UU.

El desarrollo de los recursos no convencionales ha provocado una revolución en la producción de petróleo y gas en el mundo.

Con el desarrollo de Vaca Muerta, Argentina se posicionó como el único desarrollo comercial de "Shale Oil" y "Shale Gas" fuera de Estados Unidos de Norteamérica y Canadá.

Este seminario, organizado en conjunto por la Sección Argentina y la sección Patagonia de la SPE, cada 2 años, se ha convertido en uno de los eventos más importantes dedicado a los recursos no convencionales, atrayendo la concurrencia de más de 300 especialistas y ejecutivos de la Argentina y del mundo en sus tres ediciones anteriores.

Con sus sesiones técnicas, sus mesas redondas y disertaciones plenarias, es una excelente oportunidad para ver y compartir los últimos avances en la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales. El evento contará además con una exhibición comercial.

En su cuarta edición, el seminario tendrá lugar en septiembre de 2020 en Buenos Aires, donde esperamos encontrarnos para poder compartir los últimos avances sobre el tema de recursos de hidrocarburos no convencionales.

Datos destacados de las últimas ediciones del evento

- Más de 300 asistentes de 28 países
- Sesiones Técnicas y Mesas Redondas
- 60 presentaciones técnicas en 3 salas simultáneas
- Mesas redondas con representantes de empresas operadoras y de servicios
- Sesión de posters
- Charlas plenarias
- Presencia y disertación de autoridades provinciales y nacionales
- Exhibición comercial

Llamado a presentación de trabajos
Apertura en octubre de 2020. Fecha límite en marzo 2020.

www.spe.org/spea_simposium

SPE de Argentina.
Maipu 645 4to piso
Teléfono: +54 11 4322-1079
Mail: info@spe.org.ar

Ayer y hoy

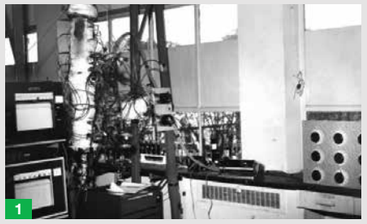
EOR: Primeros pasos en Argentina

Mis primeros pasos en la actividad

POR MIGUEL LAFFITTE

LA EOR (enhanced oil recovery), recuperación mejorada de petróleo también conocida como recuperación terciaria, no es otra cosa que buscar caminos que nos permitan obtener el mayor valor posible en una formación de recursos hidrocarburiferos que empiezan a flaquear. O al menos eso creíamos tiempo atrás, toda vez que estas técnicas se usan cada vez más en cualquier momento de la vida productiva de un yacimiento para mejorar el desplazamiento del fluido y su consecuente recuperación.

Es para mí un orgullo saber que, algo que hoy suena tan actual y presente en congresos, seminarios y la industria en general, fue parte de mis inicios en el petróleo allá por los 70´s. Quizás podre decir que esto lo hago en nombre de mis compañeros de antaño con quienes hemos realizado un sinnúmero de estudios y ensayos incluso remontándose a mi Tesis en la FCEN de la UBA. Siempre pienso en la cantidad de historias detrás de cada investigación, proyecto y pozo en nuestra centenaria actividad y me propuse, respecto de este tema, recorrer algunos hitos de los que pude participar. Ellos datan del periodo 1974 /77 en el que, alternando entre Yacimiento Vizcacheras y Llancanelo, llevamos adelante distintos ensayos. Desde aquellos usando diesel oil para determinar coeficiente de difusión hasta los primeros ensayos empleando polímeros y barridos con soluciones miscelares pasando por estudios PVT para comprender el comportamiento de los fluidos por encima y por debajo de la presión por miscibilidad. Datan de aquellos años estudios de laboratorio con modelo tipo Hele Shaw y los estudios de water flooding con agua carbonatada en el yacimiento Meseta Espinoza. Vale recordar también los esfuerzos de 1977 en



1. “Supercomputadora” para modelo de procesos térmicos (1975). 2. Miguel Laffitte junto a su equipo técnico en 1977. 3. Camión de diseño local con en el que se introducen las mediciones de presión de hp (sonda de cuarzo) para todo tipo de mediciones en pozo -idea UNCuyo Humberto Najurieta- (1978). 4. Presentacion de proyectos principales a presidencia de YPF en 1975.

> Es para mí un orgullo saber que, algo que hoy suena tan actual y presente en congresos, seminarios y la industria en general, fue parte de mis inicios en el petróleo allá por los 70´s.

Cañadon León de estudios de recuperación asistida utilizando CO2.

En cada ejemplo reseñado intervino un completo y complejo equipo de profesionales que incluye el laboratorio de PVT, Mecánica y Dinámica de Fluidos, Geología de Explotación, Estudios Miscibles e Inmiscibles, Estudios Térmicos. Siempre el soporte del laboratorio de Petrofísica Básica y Petrografía ha intervenido en los diseños. Tuve la suerte de trabajar en todos ellos y, como responsable del laboratorio ser jefe de dos de los grupos hasta dejar YPF en 1978. En cuanto a los polímeros se llegaron a ensayar algunos naturales provenientes de la provincia de Tucumán.

Aprovecho este espacio para, en forma metafórica, rendir un sentido homenaje a esos equipos que llegaron a sumar 150 profesionales de todas las especialidades existentes en la época. La historia continuara y quizás algunos la aprovechen y superen todas las expectativas, como parece estar sucediendo.

Biografía:

Miguel Angel Laffitte es Ingeniero Químico UTN, Ingeniero en reservorios de minería del petróleo y gas UBA y socio SPE desde 1982 con destacada participación en congresos y seminarios.

La industria de la energía y la diversidad e inclusión

El cambio ya comenzó

La industria de la energía está cambiando radicalmente. Se trata no sólo de caminos transformadores centrados en las transiciones energéticas, sino también respecto del capital humano y las habilidades necesarias para gestionar en un contexto dinámico, incierto, volátil y constantemente cambiante. La industria está reformulando en paralelo el futuro de las fuentes de energía, los recursos, la producción, la distribución y el consumo, guiados por prácticas sostenibles y la innovación técnica, y su propio propósito, en términos de habilidades humanas, talento, comportamientos y cultura.

Hoy, en el seno de las empresas de la industria y en YPF, la gestión de las minorías, el equilibrio de género, la diversidad de talentos, el comportamiento, las conductas, los sesgos inconscientes y los criterios de selección ganan terreno como realidades que requieren un nuevo enfoque sistémico.

En 2017, YPF decidió crear dentro de su estructura administrativa superior, un Comité de Diversidad e Inclusión, formado por representantes de negocios cruzados, con un presidente, Líder de Diversidad y Oficiales de Diversidad designados.

El comité tuvo al inicio como rol central la presentación de una hoja de ruta de iniciativas y acciones que ayudaran a impulsar un mayor equilibrio de género, para luego extenderse a la diversidad e inclusión en general.

A fin de conocer cuáles son los obstáculos para el desarrollo y avance profesional de las mujeres en YPF, se lanzó una encuesta anónima en octubre de 2017 a una muestra representativa de mujeres. Además, complementariamente se realizaron reuniones abiertas para varones y mujeres, para conversar sobre los impedimentos de desarrollo de la carrera femenina.

Esta metodología sentó las bases para una estrategia robusta, que luego se tradujo en un plan de acción. Los 10 ejes de acción identificados comprenden un arco amplio que va desde cuestiones como indumentaria e infraestructura, formas de trabajo y corresponsabilidad, incluyendo conductas inapropiadas, para terminar en la necesidad de crear una cultura más propicia a la equidad de género y la diversidad.

Comité de Diversidad e Inclusión, YPF S.A.: Anabel Perrone. Maximiliano Fernández León. Marcos Sabelli. Poli Argento. Elena Morettini. Carlos Alfonsi. José Manuel Aggio. Marcos Browne. María Luján Bianchi. Felicitas Castrillón.

¡Hoy tenemos entre manos el trabajo en 92 acciones, organizadas dentro de 5 iniciativas, y enmarcadas a través de un plan de 5 años con metas claras.

En tanto se trata de un cambio cultural, consideramos que consiste en un camino con etapas, desde la toma de conciencia, la extensión de las tareas en pos de mayor diversidad, el cambio y la naturalización de una cultura más inclusiva.

En YPF entendemos que, para avanzar con mayor velocidad y contribuir a un cambio social sustentable es fundamental el trabajo y la colaboración público-privada. Es un camino que tenemos que transitar juntos las empresas, el gobierno y los gremios y la industria toda, con su cadena de valor: en YPF ya estamos encarando esas conversaciones, porque creemos que los cambios que se van dando en la sociedad replican también de manera directa en el entorno empresario.

Asimismo, para que la transformación sea masiva, cada profesional de la industria debe ser protagonista del cambio y trabajar sobre los sesgos inconscientes. Es necesario hacernos algunas preguntas en los momentos en los que tomamos decisiones, por ejemplo: ¿A quién le pedimos opinión? ¿A quién elegimos para liderar un proyecto? ¿A quién reconocemos? ¿A quién invitamos a una reunión? ¿A quién sumamos en un viaje de trabajo? ¿A quién promovemos? ¿A quién contratamos? En definitiva, estos son los momentos en los que podemos generar un impacto real y son cosas que cualquier líder tiene al alcance de su mano para abrir el camino y protagonizar el cambio.

Porque el cambio ya comenzó.

We are Baker Hughes, an energy technology company

Baker Hughes