

INGENIANDO

REVISTA DEL CENTRO DE INGENIEROS, ARQUITECTOS
Y PROFESIONES AFINES DEL ESTADO ZULIA

Con visión de futuro



Entrevista al Ing. Luis Giusti

**Inteligencia Artificial (IA),
Impulsando el Futuro**

**Importancia del control de sólidos
durante el proceso de la perforación**

**La cloración salina:
un sistema que no deja de evolucionar**

**La domótica e inmótica tecnologías
para el ahorro energético**

Año 1 – No. 3 / Enero - Febrero 2019
Maracaibo - Estado Zulia / Venezuela
Publicación Mensual

ESCRIBEN

Hernán Mendoza Brice

Arquitecto, egresado de la Universidad del Zulia. Experto en el área de innovación tecnológica, ciudades inteligentes y energías alternativas, con 20 años de experiencia regional y nacional. Conferencista en el área de la innovación y nuevas tecnologías. Expresidente de la Sociedad de Arquitectos del Zulia. Miembro de la Comisión de Relaciones Internacionales del CIV. Actual Presidente del Centro de Ingenieros del Estado Zulia (CIDEZ), Presidente de la Fundación de Innovación y Desarrollo Tecnológico (FINDET).

Alí Prieto Ortega

Ingeniero de Petróleo egresado de la Universidad del Zulia, Venezuela, en 1966. Laboró en PDVSA como ingeniero de perforación y en empresas de servicio como especialista en Fluidos de Perforación y Control de Sólidos. Ha realizado innumerables cursos de desarrollo profesional en Venezuela y el Exterior y ha participado como asistente y expositor en diversos congresos de perforación a nivel nacional e internacional. Realizó trabajos de investigación en Perforación y Control Ambiental y es autor intelectual de numerosas publicaciones técnicas y manuales especializados en perforación. Es instructor certificado por IADC en Control de Pozos. En 1990 fundo la empresa didáctica "Asesoría Petrolera Orientada CA." (APOCA), dedicada a la asesoría y capacitación del personal de campo que labora en el área de perforación. Durante el periodo 1994 – 1998 participó como instructor en todos los Programas Integrales de Adiestramiento (PIA) impartidos por el Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), empresa filial de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), y entre 2008 – 2013 contribuyó de forma permanente como instructor en el Desarrollo del Programa de Capacitación de Perforación, Diplomados y Cierres de Brechas para ingenieros de pozos con y sin experiencia de la estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Waldina Sánchez de Urribarri

Ingeniero Químico, egresada de la Universidad del Zulia en 1980, Practitioner en Programación Neurolingüística, Maestrías en Psicolingüística – Universidad Alcalá de Henares 2015. Diplomados en Gerencia Docente, Conferencista y Docente en temas de Crecimiento personal, Ética y Valores, y Coach personal y empresarial. Trabajó por 23 años en PDVSA. Docente en PNL y Ciencias Gerenciales – CIDEZ Zulia 2006 al 2012 y CREE C.A, Asesor Externo Cátedra por la Paz, Educación y Consciencia de LUZ 2010 al presente, Docente en Diplomado de Psicogerencia LUZ desde 2015 al presente, Director Gerente en Asociación Civil Sanaré desde 2004 y Director Gerente de la Sociedad "Pensar Mejor" en Maracaibo desde 2016.

Jesús Martínez Reverol

Ingeniero Electrónico, egresado de la Universidad Rafael Belloso Chacín (URBE) Venezuela, en el año 2018, con especialización en el área de Telecomunicaciones. Cisco Networking Academy, Routing and Switching. Actualmente Presidente de la Comisión de Organización de la Fundación CIV Joven Capitulo Zulia.

José Antonio Robles

Arquitecto, egresado de la Universidad del Zulia y Abogado egresado de la Universidad Rafael Belloso Chacín. Más de 17 años de trayectoria y experiencia en proyectos multidisciplinarios en el campo del diseño arquitectónico y obras civiles, estudios urbanos y construcción de edificaciones. Actualmente forma parte de la Junta Directiva del FONPRES-CIV, Comisión Nacional de OCEPRO y Secretario de la Sociedad de Arquitectos del Estado Zulia.

Werner Gutiérrez Ferrer

Ingeniero Agrónomo, egresado de la Universidad del Zulia (1989). Decano de la Facultad de Agronomía de LUZ (periodo 2005 – 2012). Asesor de la Federación de Ganaderos de la Cuenca del Lago de Maracaibo (FEGALAGO), Centro de Ingenieros del Estado Zulia, Asociación de Productores de Camarones de Occidente (ASOPROCO) e Instituto Venezolano de la Leche y la Carne (INVELECAR). Actual Presidente de la Sociedad Venezolana para el Combate de Malezas. Columnista en 18 portales nacionales e internacionales.

Luis Cabrera Andrade

Ingeniero Mecánico egresado Universidad del Zulia en 2018. Presidente fundador de la Fundación CIV Joven Zulia e impulsor de las distintas sociedades estudiantiles de investigación científica de LUZ a través de la investigación, innovación y el liderazgo. Galarionado en 2018 por la federación Mundial de Asociaciones de ingeniería en la Competencia Young Engineers / Future Leaders 2018.

Pedro González Romero

Ingeniero en Electronica egresado de la universidad Rafael Belloso Chacín (URBE 2000) y Magister Scientiarum en Telemática, Doctor en Ciencias de la Educación con Post-Doctorado en Gerencia de la Educación Superior, Docente Universitario con mas de 17 años en enseñanza de la ingeniería dentro de las áreas de electronica, Telemática y Automatización. Investigador y formador de profesionales en investigación de las líneas de investigación y desarrollo de tecnología de los Postgrados de Telemática y Ingeniería de Control y Automatización de Procesos desde el año 2003. Desarrollador de sistemas de automatización y control con producción de hardware y software así mismo integración de sistemas mediante Telemática. Arbitro de las revistas científicas nacionales e internacionales. Actual director del departamento I+D+i en la empresa Ingeniería Autowork, SPA en Chile.

Antonio Marzal

Ingeniero de Petróleo egresado de la Universidad del Zulia, Venezuela, con la distinción Magna Cum Laude en 2018. Es voluntario y participante activo de las actividades de la SPE es miembro del equipo ganador del primer PetroBowl Venezuela, Participante en los equipos que representaron a Venezuela en el 2017 y 2018 en los PetroBowl Regionales tanto en Argentina como en Trinidad y Tobago, voluntario activo de El Zulia Recicla y de grupos estudiantiles como LUZ de Venezuela. Gremialmente se desempeña como Director Ejecutivo de la Fundación CIV Joven Capitulo Zulia. CIDEZ-CIV

Ing. Antonio Marzal

Mayor producción de petróleo puede causar mayor costo de producción a largo plazo



Este artículo se redactó de manera que el público en general pueda entender, como diferentes estrategias de producción en un campo petrolero, pueden ser positivas a corto plazo y al mismo tiempo, negativas a largo plazo en dos aspectos completamente diferentes, como son; la eficiencia de inversión y el factor de recobro.

Al momento de hablar de diferentes estrategias de producción, se quiere abordar específicamente sobre la extracción de petróleo a un alto caudal en comparación con las tasas denominadas tasas críticas de producción. Ya que existen, en gran cantidad de bibliografía aplicada en el área de yacimientos, trabajos sobre tasa crítica de producción, para disminuir la probabilidad de problemas asociados, como; alta producción de agua y arenamiento del pozo. Por lo que, en términos generales, altas tasas de producción hoy en día pueden ser negativas para mañana, ya que se están precipitando nuevos problemas para el futuro no muy lejano en el pozo.

Dichos problemas representan gastos de mantenimiento extraordinarios en la producción de un pozo que pudiesen ser evitados si el yacimiento se explota de manera consiente, por lo que disminuiría considerablemente las intervenciones a los pozos y directamente el costo de operación o OPEX, causando el aumento del costo de producción de un barril de petróleo.

Para demostrar el punto, es ineludible explicarle al lector, que el comportamiento de producción presentado a continuación, es real, perteneciente a uno de los pozos que entraron en un estudio realizado por mi persona en conjunto con varios colegas, en un campo maduro de petróleo pesado, en un área de inyección de agua. Por razones de privacidad, el campo en este artículo será presentado como Campo XYZ y el pozo mostrado será el AA-01.

En la primera gráfica se puede apreciar el comportamiento de producción del pozo AA-01, en el cual se observa:

- ✓ En la parte superior, el comportamiento de presión, es decir, presión estática del yacimiento (Pws), Presión de fondo fluyente (Pwf) y la caída de presión, también conocido como Drawdown (ΔP), el cual es la diferencia de ambas presiones anteriormente mencionadas.
- ✓ En la parte inferior, el comportamiento de producción de petróleo y de agua del pozo en el tiempo, y finalmente el comportamiento del corte de agua o porcentaje de agua y sedimento (%AyS) del mismo pozo.
- ✓ En ambas partes, se representa con barras verticales el inicio de la inyección y el momento de la ruptura, esta sucedió 6,5 años después del inicio del proyecto y 2 años después de la optimización del pozo.

Gráfico de Pws, Pwf, ΔP vs tiempo POZO AA-01

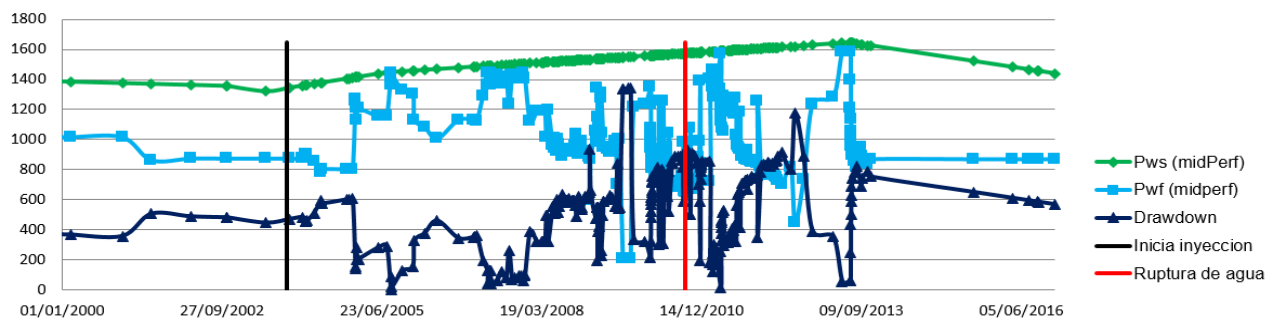
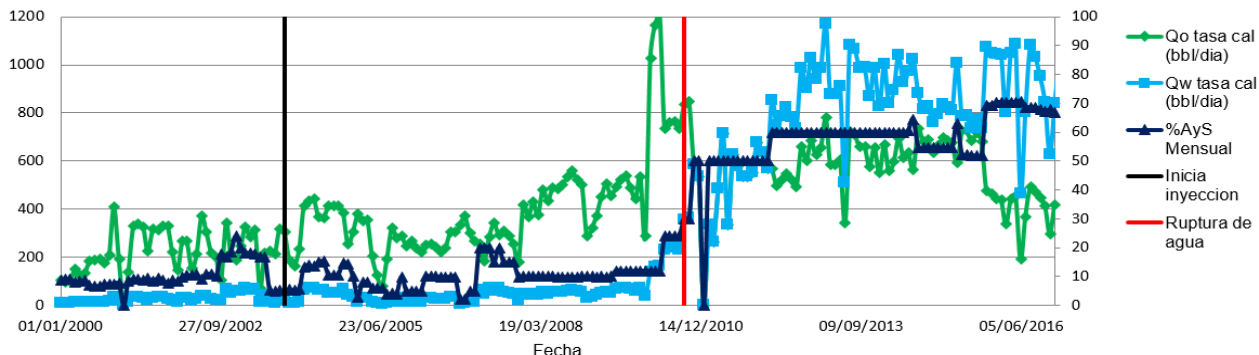


Gráfico de producción de Qo, Qw y %AyS vs tiempo POZO AA-01



A partir de dicha gráfica se puede observar varios puntos importantes:

✓ La presión estática del yacimiento tiende a aumentar, esto debido a que el pozo está asociados a un proyecto de inyección de agua, en donde los valores iniciales del factor volumétrico de remplazo, eran superiores a la unidad.

✓ La tasa de producción de agua del pozo AA-01 tiende a aumentar de manera vertiginosa al sobrepasar el momento denominado como "Ruptura", y estudiando los gráficos de K.S. Chan (1999) de este pozo, pudimos establecer en conjunto a otras consideraciones, que el mecanismo de producción de agua ,es por canalización desde pozo inyector

✓ Además, El pozo presenta un tiempo de ruptura muy temprano al compararlo con el tiempo estimado de ruptura por el método de predicción de Buckley & Leverett. Siendo el estimado para este pozo 15 años, y el tiempo real de ruptura de 6,5 años.

Por lo que se deja en evidencia un cambio significativo en la cantidad de petróleo que se esperaba extraer al comienzo del proyecto de inyección y el tiempo esperado para producir agua de inyección. Conjuntamente, Se puede observar también que al momento de pasar la ruptura el comportamiento de producción de petróleo tiende a disminuir y seguirá disminuyendo considerablemente rápido hasta alcanzar el límite económico de producción de dicho pozo, acompañado con un notable aumento en la producción de agua.

¿Por qué ocurre esto?

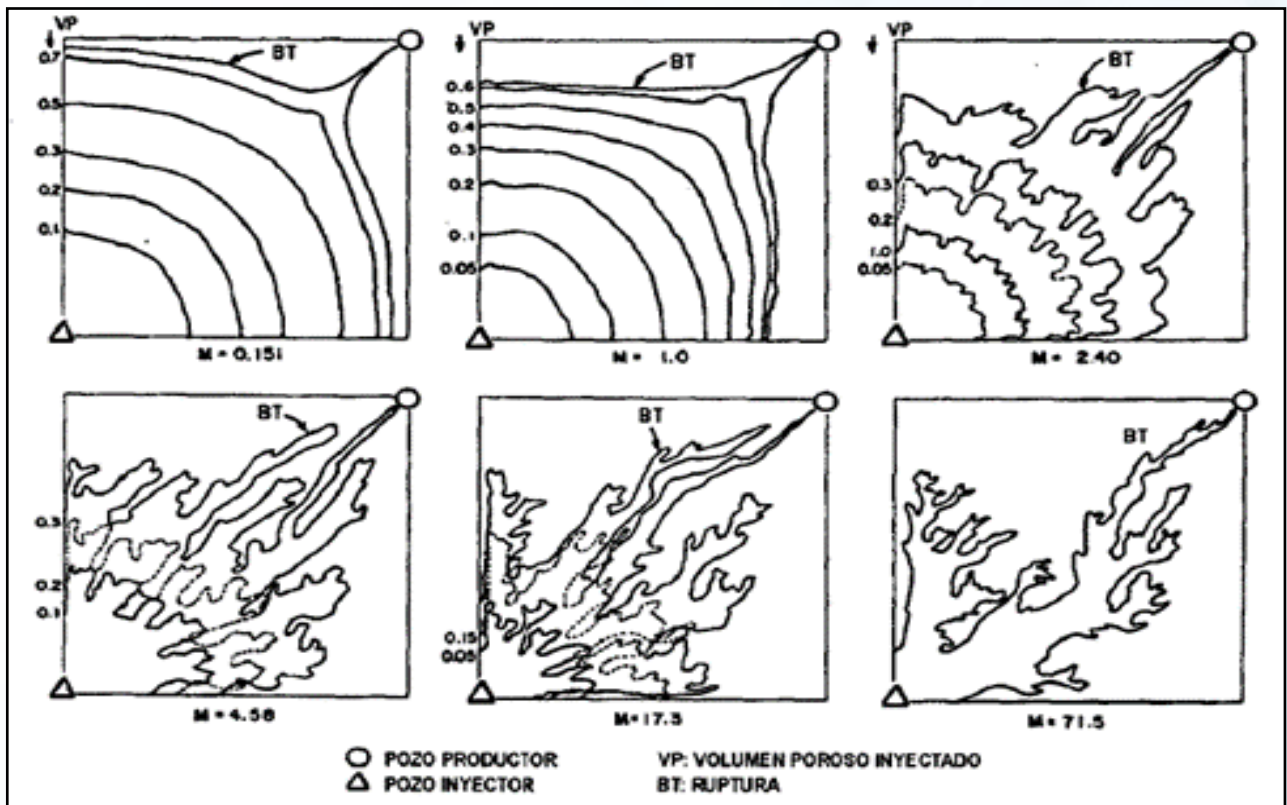
Se pudo observar en el comportamiento de presiones del pozo, como, después de febrero 2008, el drawdown es aumentado de manera significativa debido a una optimización del

pozo, que se traduce en mayor tasa de producción de petróleo, pero como se observa 2 años después de esto se observa un aumento de la tasa de producción de agua.

Para explicar este fenómeno, recordemos, que estamos en presencia de un campo de petróleo pesado y en un área donde la saturación de agua es muy cercana a la irreducible, en el cual la relación de viscosidades y permeabilidades relativas entre aquella del petróleo y la del agua es muy negativa para un proyecto de esta índole, ya que como explica Habermann (1960), altos índices de movilidad serán indicativo de posible canalización de agua desde el pozo inyector hasta el pozo productor, generándose de esta manera un frente de invasión no homogéneo.

Mientras mayor sea el índice de movilidad, mayor será la heterogeneidad del frente de invasión (ver Figura N°2), por lo que grandes cantidades de petróleo están siendo dejadas atrás, el cual para poder ser extraído serán necesarias nuevas y más costosas tecnologías, como, por ejemplo, inyección de polímeros o la perforación de un nuevo pozo, las cuales comúnmente son más costosas en comparación a simplemente analizar el campo para crear o mantener un frente de invasión homogéneo y más eficiente.

Vale acotar que el proyecto de inyección de agua en este campo XYZ no es realizado con la finalidad de barrer el petróleo como en un proyecto de Waterflooding, sino, como un proyecto de Sostenimiento de Presiones, el cual como pudimos observar en el comportamiento de las presiones en la figura N°1, para mantener y hasta presurizar el campo es más que eficiente.



Factor de recobro:

El factor de recobro del yacimiento XYZ con este proyecto de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH o EOR, en sus siglas en inglés) tenderá a aumentar, pero el simple hecho de que se está dejando petróleo bypassendolo cual igualmente sucedería, pero no en la misma magnitud significa que el factor de recobro secundario de esta área en específico NO será tan elevado como puede ser aquel en el cual si se toma la previsión de mantener un frente de invasión homogéneo.

Aspectos económicos:

Existe una variable MUY IMPORTANTE, la cual no se ha mencionado anteriormente, y es aquella que paga los sueldos de los trabajadores y mantiene grandes proyectos no solo de ingeniería, la cual es el

PRECIO DEL BARRIL, dicha variable salió del alcance de la investigación realizada, pero es igual o más importante que la recuperación de la mayor cantidad de petróleo del yacimiento y vale la pena mencionar que el mercado petrolero en los últimos 10 años ha pasado por varios altibajos significativos, asociados directamente a la oferta y demanda del hidrocarburo. De esta manera recordemos que la función del ingeniero de petróleo que trabaja en una compañía a la cual le interesa obtener la mayor ganancia del yacimiento y esa ganancia se cuantifica en dinero, es generar el plan de acción para obtener dicho producto, la mejor eficiencia de inversión en el campo.

Por lo que se abre una gran interrogante la cual es tan incierta como el precio del petróleo a futuro.

¿Es mejor extraer la mayor cantidad del petróleo con el precio actual, es decir, ahora con la certeza de que puede no ser la mejor estrategia para extraer la mayor cantidad de petróleo a largo plazo?

Por lo que se plantea inicialmente dos casos:

1.- Sí, es decir el precio del petróleo actualmente comparado con el esperado en tiempos futuros, justifica la extracción del hidrocarburo en estrategias que, a futuro, es posible que no necesite extraer el rubro, simplemente porque:

A.- Hay zonas más prospectivas que estas.

B.- El precio en el futuro puede pagar el aumento en el costo de producción asociado a como dañamos el yacimiento.

C.- o es posible que el dinero producido en este periodo de tiempo además de pagar el proyecto que se está desarrollando genere ganancias sustanciosas para la empresa.

2.- No, es decir el precio del petróleo a futuro, no justifica la extracción desmesurada en la actualidad y finalmente el aumento del costo de producción, que puede este generar. Pero de igual manera es necesario realizar un estudio para poder tener la visión del impacto que se pueda generar.

Por lo que, para finalizar el artículo, espero haber explicado en términos sencillos, la problemática que está sucediendo en muchos campos en Venezuela y como estos están asociados a decisiones gerenciales, y es como explica Abdus Satter y Ganesh Thakuren su Libro titulado "Integrated Petroleum Reservoir Management" (Gerencia Integral de Yacimientos) 1994.

Los miembros del equipo deben trabajar coordinados como un equipo de básquet en lugar de un equipo de relevo, por lo que el equipo que va a explotar un yacimiento debe ser un equipo integrado que tome todas las disciplinas en una misma mesa ya que distintas decisiones que se toman en cualquier departamento pueden ser beneficiosas tanto para otros departamentos, pero negativas para otros.

