

Sistema de administración de yacimientos en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap

M. en I. Antonio Rojas Figueroa
Ing. Jesús Rodríguez Román
Ing. Luis Norberto Velázquez Bueno
Ing. Ernesto Pérez Martínez
Ing. Juan Adolfo Calderón Avendaño
Pemex

Información del artículo: Recibido: enero de 2013-aceptado: diciembre de 2013.

Resumen

Se presenta la integración de un sistema informático en línea con las bases institucionales de reporte de condiciones operativas de pozos, los datos en tiempo real de los pozos monitores, los algoritmos para el cálculo de producción por pozo, el pronóstico de invasión de gas, el movimiento de equipos vigente, el cálculo del factor de remplazo, las métricas definidas, entre otras, para sustentar la toma de decisiones enfocada a la administración integrada de yacimientos.

El sistema fue concebido como un apoyo para la toma de decisiones oportuna y manejo de yacimientos del Activo producción de Ku-Maloob-Zaap, este sistema se desarrolló sobre Visual Basic, y es apoyado por diferentes macros con el fin de contar con procesos independientes. Los procesos definidos para integrar en el sistema fueron:

- Relación de porosidad.
- Avances contactos agua-aceite y gas.
- Tasa de críticos.
- Balance de producción por área.

El sistema cuenta con los factores clave que se consideran en la gestión del depósito integrado, teniendo en cuenta los informes disponibles publicados en la administración de la red de Pemex.

Palabras clave: Depósito, administración, sistema, porosidad, contacto, crítico, equilibrio.

Reservoir management system in Ku-Maloob-Zaap Production Asset

Abstract

This paper shows the integration of a computer system on line with the institutional data base of operational conditions of wells, real-time data of monitoring wells, the algorithms for calculating production per well, the gas invasion forecast, well activity schedule, voidage factor calculation, the parameters defined, among others, to support decision-making focused on integrated reservoir management.

The system was conceived as a support for timely decision making and supported Reservoir Management for the Ku-Maloob-Zaap production Asset, this system was development on the basis of Visual Basic, and it is supported by different macros in order to have independent processes. The processes defined to integrate in the system were:

- Voidage ratio.
- Advances oil-water and gas-oil contacts.
- Critical rate
- Production balance by area.

The system takes into account key factors that are considered in integrated reservoir management, considering the available reports published in

Keywords: Reservoir, management, system, voidage, contact, critical, balance.

Antecedentes

De acuerdo con la política de explotación del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, en donde se establece una plataforma de producción de 850 Mbd hasta el primer trimestre del 2017; sustentada con base en las lecciones aprendidas, en las mejores prácticas y en una administración integrada de los yacimientos, es fundamental tener una aplicación que considere todos los principios antes señalados y

que sirva como guía para la toma de decisiones operativas; de esta forma la Administración y sus diferentes Coordinaciones sabrán con exactitud a qué pozos se deberá incrementar, reducir o cerrar su producción durante cada condición o requerimiento operativo, qué pozos o grupo de ellos deberán ser estrangulados preventivamente a fin de prolongar su vida operativa, qué gasto de producción es el adecuado para lograr un balance de producción zonal, de qué forma balancear la distribución del nitrógeno disponible para obtener los factores de remplazo propuestos etc.

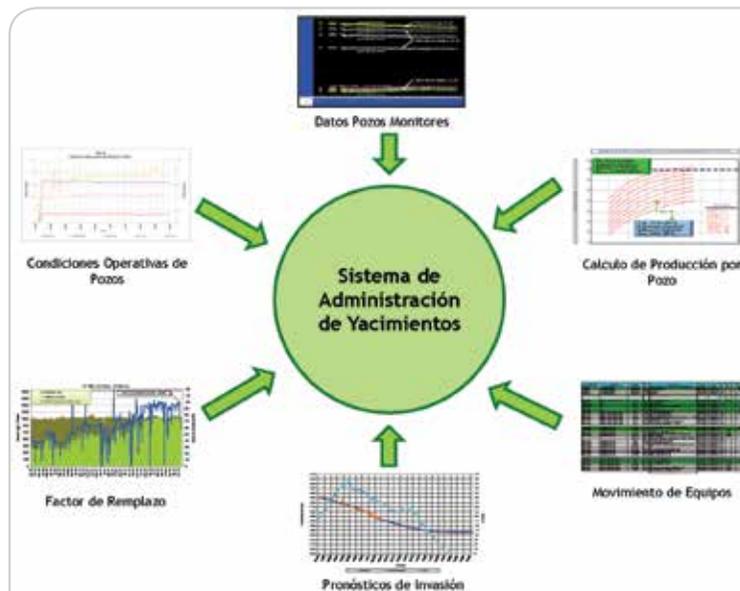


Figura 1. Sistema de administración de yacimientos.

En la **Figura 2** se muestran las principales consideraciones en el esquema actual de administración de yacimientos del APKMZ.

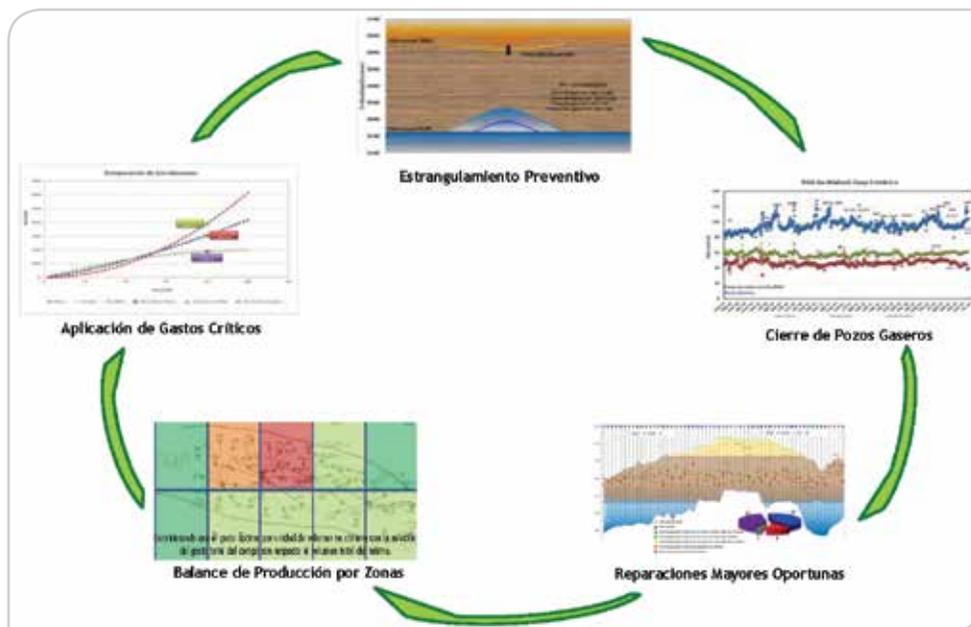


Figura 2. Esquema de administración de yacimientos APKMZ.

Desarrollo

El sistema se planteó como un apoyo para la toma de decisiones oportunas y sustentadas para la administración de los yacimientos a cargo del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, para su desarrollo se planteó realizar sobre una base de Visual Basic, con apoyo de diferentes macros para poder tener viabilidad de realizar procesos independientes. Los procesos que se definieron para integrarse en el sistema fueron:

- Relación de vaciamiento.
- Avances de contactos agua-aceite y gas-aceite.
- Cálculo de gastos críticos.
- Balance de producción por zonas.

Para cada uno de estos temas se realizó un desarrollo, tanto matemático como de programación, interrelacionándose en cada etapa.

El sistema toma en consideración factores fundamentales en la administración integrada de yacimientos, considerando entradas disponibles en reportes publicados en la red de Pemex.

Principales entradas

Las principales fuentes de información para que el sistema opere, se encuentran publicadas en el portal ejecutivo de la Región Marina Noreste, asimismo los reportes de condiciones operativas de los pozos (P_{tp} , $Q_{iny\ Bn}$, f_w , P_{baj} , T_{wh}) publicados por las Coordinaciones de operación de pozos.

El reporte diario de la planta de N_2 se obtiene a través de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos, y toda la información de los intervalos disparados, índices de productividad, etc., a través de bases de datos de la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Especialistas Técnicos de Proyectos del Activo KMZ.

Los principales procesos que están integrados en el sistema son los siguientes:

Vaciamiento

Para la relación de vaciamiento, ecuación 1, se considera la producción diaria de los campos Ku, Maloob y Zaap, así como la inyección diaria distribuida a los mismos, empleándose la ecuación a cada campo, la nomenclatura se muestra al final del artículo.

$$Fr = \frac{\Delta N_2 B_g}{\Delta N_p B_o + \Delta W_p B_w + \Delta [RGA_p - R_s] B_g} \cdot 100 \quad (1)$$

Arreglando la ecuación 1 se tiene.

$$\Delta N_2 = \frac{Fr [\Delta N_p B_o + \Delta W_p B_w + \Delta [RGA_p - R_s] B_g]}{100 B_g} \quad (2)$$

Mediante la ecuación 1 se obtienen las condiciones de remplazo presentes bajo las condiciones de operación vigentes, y mediante la ecuación 2 se obtiene el volumen de inyección necesario para cumplir un objetivo de factor de remplazo, lo cual permite tomar acciones de forma inmediata para el mantenimiento de las condiciones deseadas en los yacimientos, **Tablas 1 y 2.**

Tabla 1. Salida del sistema, relación de vaciamiento a condiciones de operación.

Campo	Presión kg/cm2	Qg MMPCD	RGA calc m3/m3	RGA Corregida m3/m3	Qo MBPD	Extracción Zona de Aceite Mbpd @ C. Y.	Zona de Gas Mbpd @ C. Y.	Total Mbpd @ C. Y.	Inyección de N2 MMPCD	N2 @ CY mbpd	Relación de Vaciamiento
Ku	120.36	177.74	117.67	117.67	269.04	322.85	114.90	437.75	290.20	485.86	110.99
Maloob	122.36	96.10	56.69	56.69	301.94	364.43	8.46	372.89	230.20	385.40	103.36
Zaap-BP	122.14	56.73	58.73	69.08	172.05	207.61	0.00	207.61	130.10	217.81	104.92
Total	123.74	330.58	79.24	79.24	743.03	894.89	123.36	1031.06	650.50	1089.07	105.63

Tabla 2. Salida del sistema, volúmenes requeridos de N₂ para obtener factores de remplazo definidos.

	Freemplazo	QN2 MMpcd	Freemplazo	QN2 MMpcd	Freemplazo	QN2 MMpcd
Ku	110.00	287.62	110.00	287.62	105.00	274.54
Maloob	104.52	232.79	110.00	244.99	105.00	233.86
Zaap-BP	104.52	129.61	110.00	216.07	105.00	206.25
Total		650.01		748.68		714.65

No obstante que los volúmenes requeridos pudieran ser mayores al volumen disponible, el sistema tiene la viabilidad de priorizar la distribución del nitrógeno mediante un

sistema de banderas donde se define a que campo o campos se le deben respetar el objetivo y el volumen, para posteriormente realizar una distribución, **Tabla 3.**

Tabla 3. Salida del sistema, distribución de volúmenes a cada campo para un volumen total disponible.

	Freemplazo	QN2 MMpcd	Freemplazo	QN2 MMpcd	Freemplazo	QN2 MMpcd
Ku	100.00	261.47	110.00	287.62	110.00	287.62
Maloob	87.34	194.51	81.47	181.44	105.00	233.86
Zaap-BP	156.86	194.51	146.32	181.44	104.05	129.02
Total		650.50		650.50		650.50

Avances de contactos

Para el caso de los avances de los contactos gas-aceite y agua-aceite, se tomo como base la información generada en el área de Administración de Yacimientos de la CGMETDP del APKMZ, donde se plantea el avance de los contactos en función a la extracción de fluidos, apoyados en proyecciones

del modelo de simulación vigente y actualizando los comportamientos en función a la nueva información disponible, registros especiales como el TMDL, pruebas de producción, etc., con lo que se generan las tendencias que se emplean en el sistema.

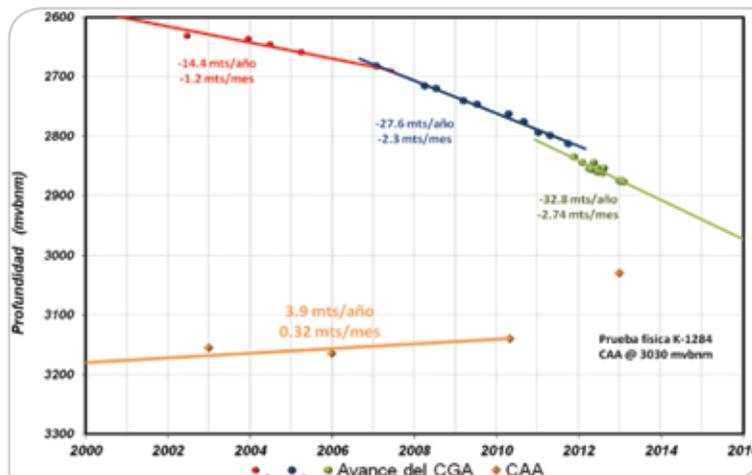


Figura 3. Seguimiento a contactos, Campo Ku.

En el caso del seguimiento de contactos gas-aceite se ha llevado a cabo una constante revisión de los avances, así como la proyección de invasión de los pozos por gas, para

ello es necesario considerar la generación del cono de gas para tener una mayor asertividad en el pronóstico de cierre de los pozos.

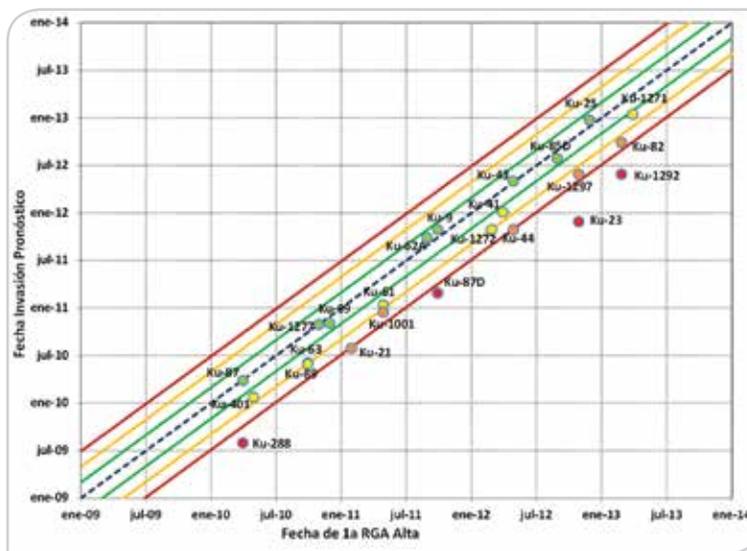


Figura 4. Evaluación de predicción de cierre por incremento de RGA.

En la **Figura 4** se muestra una gráfica de 45° donde se manifiesta la asertividad del proceso de pronóstico de cierre mediante los métodos empleados en el Activo, donde el que ha mostrado mejores resultados es un método volumétrico en función a la extracción de fluidos.

Obtención de gastos en función de condiciones operativas

El sistema emplea una serie de macros de Excel para el cálculo de la producción de aceite y gas de los pozos del Activo que tienen instalado algún sistema artificial de producción (BN o BEC), permitiendo el seguimiento de la productividad por pozo. Estos calculan la producción del pozo en la cabeza del mismo, sin efecto de transporte a las condiciones de operación siguientes:

- P_{tp} .- presión en la cabeza del pozo.
- $Q_{iny BN}$.- gasto de gas de bombeo neumático inyectado al pozo por día.
- T_{wh} .- temperatura de la cabeza del pozo o de un punto muy cercano, como es la bajante de producción.
- RGA_p .- relación gas aceite @ c.a. del aceite producido.
- f_w .- porcentaje de agua del pozo.
- P_{ws} .- presión estática actual del yacimiento del cual fluye el pozo.

Los datos anteriores son las variables de sensibilidad de la macro, la cual emplea el modelo ajustado del pozo en Prosper

para simular la producción de aceite y gas a las condiciones operativas, mediante este módulo se puede simular la producción de todos los pozos de una plataforma durante un lapso de tiempo de meses, en una sola corrida, de forma rápida, y sin abrir manualmente los modelos de los pozos uno por uno, considerando que los modelos continúan siendo representativos del comportamiento de cada pozo.

La macro requiere de los modelos de comportamiento de flujo multifásico de los pozos ajustados a la última prueba de presión producción o aforo reciente correctamente validado. El modelo contiene las propiedades PVT del yacimiento, el sistema artificial de producción que usa, los datos del aparejo de producción, perfil de desviación, el IP del pozo y su comportamiento de afluencia, realizando sensibilidades en el modelo con las diferentes variables, el modelo calcula los gastos de aceite y gas en la cabeza del pozo.

La macro debe tener las rutas de los modelos de todos los pozos para poder llamarlos y usarlos en el cálculo de los gastos deseados con las condiciones operativas, y usa la T_{ws} como dato duro para el ajuste de cada cálculo de producción, variando por iteración el valor del coeficiente de transferencia de calor del modelo.

La macro permite seleccionar el sistema artificial de producción por pozo, calcular la producción, poner el estatus de pozo, graficar el Q_o y el Q_g de formación ajustando automáticamente las escalas de los ejes.

En la **Tabla 4** se muestra la pantalla de trabajo de la macro, en color verde se señalan las condiciones operativas variables día con día.

Tabla 4. Salida del sistema, cálculo de gastos en función de condiciones operativas.

SEGUIMIENTO A LA PRODUCCION DEL POZO Ka-1277 (BN) CON MODELO DE POZO A CONDICIONES OPERATIVAS SIN EFECTO DE TRANSPORTE													
Fecha	SIST. ARTIFICIAL	RGA (m3/m3)	Wcut (%)	Estado	PhMP (Kg/cm2g)	Frecuencia (Hz) Ogi (MMPCD)	Presión en cabeza del pozo (Kg/cm2g)	Temperatura en cabeza del pozo (°C)	Gasto de Líquido (bpd)	Gas de formación (mmpcd)	Gas total (mmpcd)	Overall Heat Transfer Coefficient (BTU/h/°C/F)	CALCULAR
03/03/2011	BN	49.79	0.00	SMULAR	127.25	3.60	13.00	57.00	7,020	1,9727	5,773	90.4335	
04/03/2011	BN	61.02	0.00	NO SMULAR	115.58	3.60	13.00	57.00					
05/03/2011	BN	61.02	0.00	NO SMULAR	115.58	3.60	13.00	57.00					
06/03/2011	BN	61.02	0.00	NO SMULAR	115.58	3.60	13.00	57.00					
07/03/2011	BN	61.02	0.00	NO SMULAR	115.58	3.50	13.00	57.00					
08/03/2011	BN	61.02	0.00	NO SMULAR	115.58	4.50	13.00	57.00					
09/03/2011	BN	61.02	0.00	NO SMULAR	115.58	4.50	13.00	57.00					

Los gráficos construidos con el sistema, reflejan el seguimiento diario de la producción, así como datos puntuales de aforos, PLT's y el gasto de aceite crítico (q_{oc}) por pozo, lo que permite

identificar si el pozo requiere un ajuste de condiciones operativas para su correcta explotación.

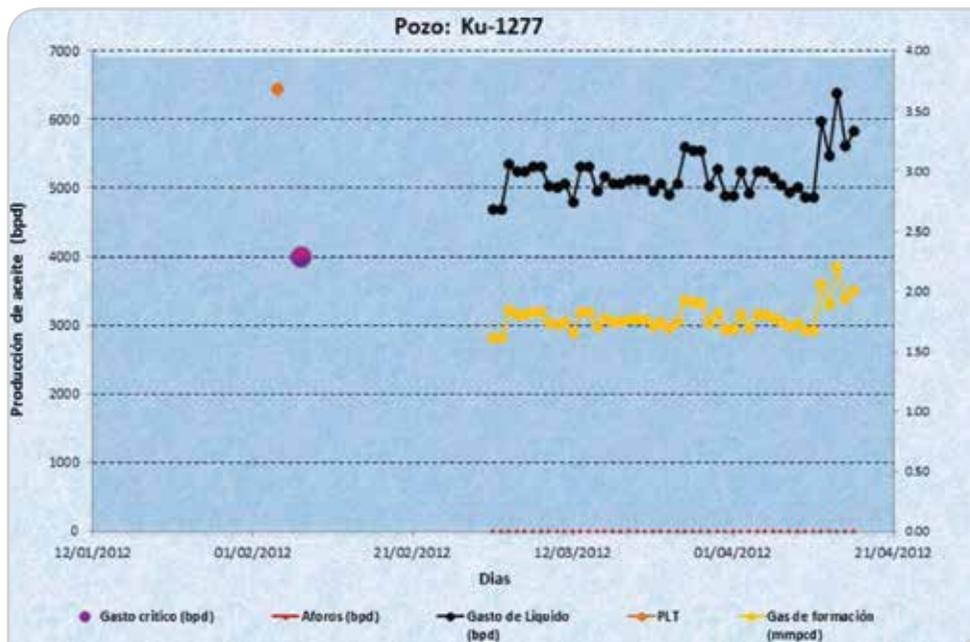


Figura 5. Gasto de líquido calculado en función de condiciones operativas.

Gastos críticos

Se planteó emplear correlaciones para la obtención del gasto crítico, al cual el cono de agua generado no alcanzara la base del intervalo disparado, se seleccionó la correlación de Ernesto Pérez¹ debido que en pruebas recientes realizadas en el pozo Zaap-50, mostraron que ésta es la que proporciona mejores proyecciones para las condiciones de los yacimientos y pozos del Activo.

La correlación, ecuación 3, se adecuó para el empleo de índices de productividad².

$$Q_{oc} = 141.2 \cdot IP \cdot \left[\frac{h_{wc}}{2.963 + F_{bc}} \right]^2 \frac{\rho_w - \rho_o}{h} \quad (3)$$

Una premisa de cálculo empleada es que el espesor de la formación se consideró del contacto agua-aceite al contacto gas-aceite cuando aplique, y el factor de corrección por cementación (F_{bc}), se consideró como mala cementación.

Con las proyecciones de los contactos y la base de datos de las cimas y bases de los intervalos disparos, así como los índices de productividad obtenidos de las pruebas presión-producción, el sistema obtiene los gastos críticos mediante la ecuación 3, mismos que se comparan contra las producciones referidas del reporte de producción de pozos operando, que se publica en el portal ejecutivo de la Región Marina Noreste, se emplea una semaforización de los pozos en función al gasto crítico, **Tabla 5**, marcando los pozos en rojo que están por arriba del gasto crítico, en amarillo los que se encuentran en una condición cercana (de 80 a 100 % del gasto crítico), en verde los que se encuentran en un rango aceptable (de 60 a 80 % del gasto crítico) y en azul los que se mantienen a condiciones óptimas (menores al 60% del gasto crítico), lo anterior permite de una forma práctica y rápida identificar los pozos que pueden presentar problemas por sus condiciones operativas y definir acciones a seguir en los mismos.

Tabla 5. Salida del sistema, semaforización de pozos bajo premisas de gasto crítico.

Plataform	Pozo	Campo	OO kgd	QO MMscd	QW ad	IP b/d/ps kd/ps	so g/cc	rw g/cc	Cow mubarm	Cog mubarm	Cima mubarm	base mubarm	cima mubarm	base mubarm	qcow kgd	Bander
KU-F	KU-277	6a	4638.24	3.37	0.00	482.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2892.00	2928.00	2928.00	2928.00	43218.73	0.12
KU-C	KU-272	6a	5791.07	3.84	0.00	361.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2972.84	3006.41	2972.84	3006.41	12146.29	0.87
KU-C	KU-273	6a	5930.46	3.91	0.00	41.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2943.00	2957.00	2943.00	2957.00	2973.47	1.00
KU-C	KU-280	6a	6662.89	5.68	0.00	662.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2943.00	2963.00	2943.00	2963.00	40072.44	0.25
KU-F	KU-282	6a	7111.74	4.80	0.00	761.50	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2964.00	3003.00	2964.00	3003.00	35410.99	0.28
KU-F	KU-289	6a	8120.55	5.27	0.00	583.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2983.00	2926.00	2983.00	2926.00	74416.58	0.33
KU-F	KU-290	6a	5543.20	3.24	0.00	43.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2966.00	2926.00	2966.00	2926.00	9296.43	0.80
KU-C	KU-299D	6a	6982.15	6.05	0.00	117.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2915.00	2938.00	2915.00	2938.00	10980.90	0.91
KU-C	KU-296	6a	6796.73	4.35	0.00	36.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2899.00	2914.00	2899.00	2914.00	4417.09	1.00
KU-C	KU-297	6a	10546.88	7.16	0.00	323.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2964.00	2901.00	2964.00	2901.00	45364.57	0.23
KU-F	KU-810	6a	8654.46	5.47	0.00	182.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2948.00	2980.00	2948.00	2980.00	7810.25	1.00
KU-F	KU-84	6a	5180.69	3.21	0.00	143.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2963.00	2980.00	2963.00	2980.00	7303.09	0.71
KU-A	KU-84D	6a	6958.82	3.95	0.10	33.99	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2857.00	2879.00	2857.00	2879.00	5877.28	1.00
KU-C	KU-85	6a	1458.46	0.98	3.06	125.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2935.00	2954.00	2935.00	2954.00	9320.82	0.16
KU-S	KU-85D	6a	2240.98	1.45	0.00	72.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2871.00	2889.00	2871.00	2889.00	11368.56	0.20
KU-S	KU-85D	6a	5781.50	3.87	0.00	32.39	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2904.00	2921.00	2904.00	2921.00	3680.66	1.57
KU-A	0a-64	6a	5455.89	3.52	0.09	22.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2921.00	2943.00	2921.00	2943.00	1923.23	2.88
KU-S	0a-35	6a	1272.22	0.82	0.00	294.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2925.00	2935.00	2925.00	2935.00	28387.25	0.08
KU-G	0a-621	6a	558.25	0.36	0.00	22.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2904.00	2948.00	2904.00	2948.00	1802.68	0.31
KU-I	0a-288	6a	2549.96	1.72	0.00	800.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2923.01	2954.36	2923.01	2954.36	60181.01	0.08
KU-I	KU-89	6a	2919.86	1.95	0.00	1034.00	0.82	1.00	3320.00	2884.00	2918.96	2935.00	2918.96	2935.00	112306.47	0.03

Balace de producción

Con la finalidad de que el barrido sea lo más uniforme posible se definió evaluar la distribución de las producciones a través

del yacimiento, se evalúa por cuadrantes la producción con la finalidad de realizar un balance en la explotación del campo, para ello se dividió a los campos en áreas de 200 x 200 m, **Figura 5**.

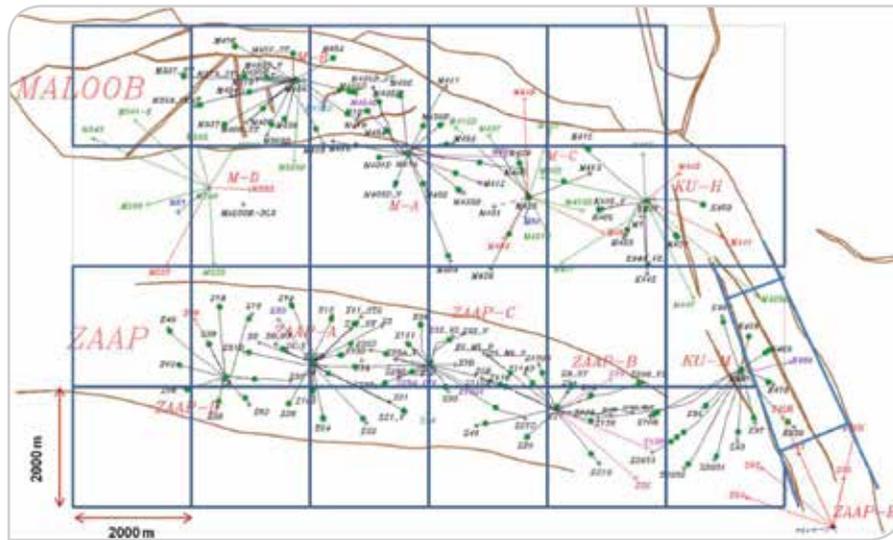


Figura 5. Zonificación de áreas para el balance de producciones, Zaap y Maloob.

Considerando estas áreas, el volumen impregnado por zona así como la producción diaria por la misma, se calcula un gasto equivalente para cada área definida mediante la ecuación 4.

$$Q_{Teq} = \frac{Q_{o\text{real/zona}}}{\frac{Q_{o\text{total/campo}}}{\text{Volumen}_{\text{total/campo}} \cdot \text{Volumen}_{\text{zona}}}} \quad (4)$$

Se realizó la consideración de que un gasto equivalente por área estaría dentro de un rango óptimo entre 0.6 y 1.4, por lo que se tomó en cuenta para cada área un valor de 1 si cumple esta condición y de 0 si no la cumple, ecuación 5, para posteriormente calcular el promedio de las distintas áreas, ecuación 6, entre más cercano esté el valor a 1, mejor será el balance a través del yacimiento.

$$I_{expz} = Si (0.6 \leq Q_{Teq} \leq 1.4, 1,0) \quad (5)$$

$$Balance = \frac{\sum_{i=1}^n I_{expz_i}}{n} \quad (6)$$

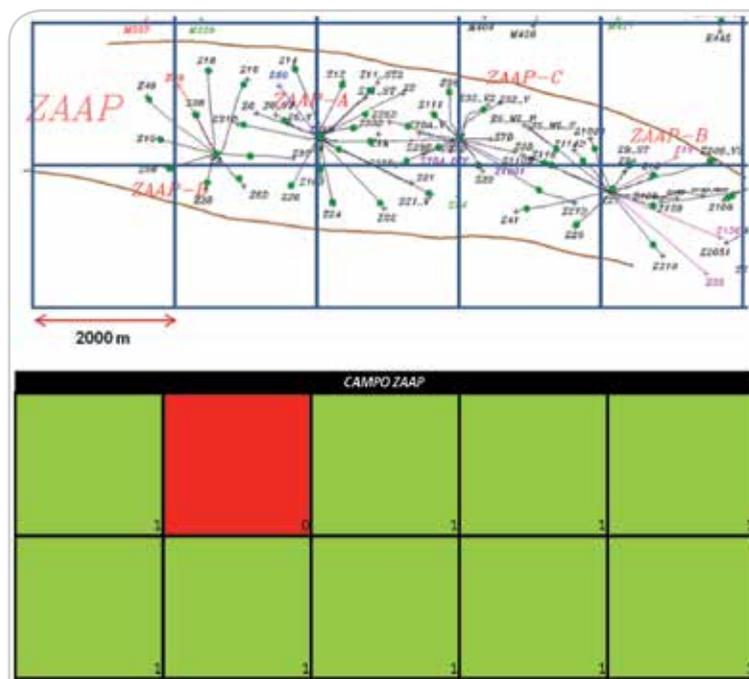


Figura 6. Zonificación de Zaap, con respecto a la salida del sistema.

En la **Figura 6** se presenta un comparativo del mapa empleado con la salida del sistema, generando un caso hipotético donde se tendrían problemas en un área específica del Campo Zaap, que sería el área donde se debería poner atención y tomar acciones, dado que una extracción desbalanceada puede generar conificación combinada y acelerar el avance de los contactos en ciertas áreas.

En el caso de balance de la producción, se toma en consideración la programación del POT vigente, el movimiento de equipos, la proyección de avances de contactos, los cálculos de gastos críticos, los límites de manejo de producción por complejo o punto de entrega, en esta primera versión la proyección se refiere a los gastos críticos, sin embargo, se tiene en programa obtener los gastos en función a condiciones operativas.

Como primer paso se tiene la producción base en función al comportamiento observado de la producción por pozo,

se genera de forma básica mediante declinación, ésta tiene liga con las actividades de pozos programadas para evaluar los cierres y los incrementales por intervenciones a pozos, adicionalmente se debe tomar en cuenta lo correspondiente a cierres por libranzas o cierres operativos programados, así como la definición de la zona de influencia de los mismos, de esta forma se proyecta un programa operativo base.

Adicionalmente al programa base se le contemplan premisas para la estrangulación o cierre de pozos con manifestación de agua y/o gas, se tiene que se realizarán al momento de contar con producción adicional o que se pueda compensar con pozos del mismo sector para mantener la condición de distribución de la producción, para el caso de compensación se realiza en función a gastos críticos y condiciones operativas, realizando una rutina de optimización mediante el complemento solver de Excel, para ello se le da a cada pozo un máximo de gasto a manejo por condiciones operativas, para que el sistema busque el objetivo con sus respectivas restricciones.

Tabla 6. Entrada del sistema, producción por pozo donde se realizará un movimiento

Pozos	No de pozos	Qo bd
ZAAP	10.00	50842.00
ZAAP-58	1.00	2717.00
ZAAP-28	1.00	3440.00
ZAAP-38	1.00	3847.00
ZAAP-16	1.00	4052.00
ZAAP-8	1.00	5031.00
ZAAP-48	1.00	5634.00
ZAAP-18	1.00	5897.00
ZAAP-30	1.00	6694.00
ZAAP-10	1.00	6709.00
ZAAP-6D	1.00	6821.00

Considerando un caso hipotético como el que se muestra en la **Tabla 6**, donde se tienen 10 pozos operando con un gasto total de 50,842 bd, se tiene que entrará a producción el pozo Zaap-144 con una producción de 5,000 bd y al mismo tiempo saldrá de operación el pozo Zaap-38 con 3,847 bd, se

plantea mantener la producción de este conjunto de pozos en los 50,842 bd que manejan actualmente, al ejecutarse el sistema considerando las restricciones de gastos mínimo y máximo, entrega una propuesta de regulación de producción de diferentes pozos.

Tabla 7. Salida del sistema, producción por pozo ajustada a la entrada de un pozo a producción y cierre de otro a reparación.

Pozos	No de pozos	Qo original bd	Qo min bd	Qo maxc bd	Propuesta QO bd
ZAAP	10.00	50842.00	30000.00	56743.00	50842.00
ZAAP-58	1.00	2717.00	2500.00	3000.00	2588.89
ZAAP-28	1.00	3440.00	3000.00	3600.00	3311.89
ZAAP-38	0.00	3847.00	1500.00	3900.00	0.00
ZAAP-16	1.00	4052.00	1500.00	4100.00	3923.89
ZAAP-8	1.00	5031.00	2500.00	5100.00	4902.89
ZAAP-48	1.00	5634.00	2000.00	5700.00	5505.89
ZAAP-18	1.00	5897.00	2500.00	5897.00	5768.89
ZAAP-30	1.00	6694.00	3000.00	6694.00	6565.89
ZAAP-10	1.00	6709.00	4000.00	6900.00	6580.89
ZAAP-6D	1.00	6821.00	2500.00	6852.00	6692.89
ZAAP-144	1.00		5000.00	5000.00	5000.00

Un punto importante es la presencia de nitrógeno en la corriente de gas, en estos momentos no se cuenta con información continua de un seguimiento al porcentaje de N₂ en la corriente de pozos y líneas, sin embargo, se está trabajando para tener cromatográficos en línea para dar este seguimiento, por lo que el sistema cuenta con banderas que permiten semaforizar este concepto de forma que se den alertas sobre los pozos que estén produciendo porcentajes anormales.

Como el sistema se ajusta en función a la fecha de entrada o cierre de pozos es factible evaluar de primera mano el impacto de atrasos o adelantos de entrada de producción de uno o varios pozos. Las **Tablas 8.1** y **8.2** muestran un ejemplo de aplicación.

Tabla 8.1. Entrada del sistema, cálculo de promedio anual en función a fechas de entrada.

Incremental bd	3500.00
factor de declinación mensual	0.08
fecha 1 de entrada	16/04/2014
fecha 2 de entrada	12/06/2014
fecha 3 de entrada	06/08/2014
fecha 4 de entrada	04/10/2014

Tabla 8.2. Salida del sistema, cálculo de promedio anual en función a fechas de entrada.

	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	Promedio bd
16/04/2014	0.00	0.00	0.00	0.00	1750.00	3500.00	3231.05	2982.77	2753.56	2541.97	2346.64	2166.32	1999.85	1949.99
12/06/2014	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2216.67	3500.00	3231.05	2982.77	2753.56	2541.97	2346.64	1641.13
06/08/2014	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2935.48	3500.00	3231.05	2982.77	2753.56	1290.43
04/10/2014	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3161.29	3500.00	3231.05	830.58

Resultados

Se logró integrar e implementar un sistema que apoya la toma de decisiones considerando factores fundamentales en la administración integrada de yacimientos como lo son:

Gastos críticos: Se calcula el gasto crítico de cada pozo en función del tiempo y se compara con el gasto operativo diario de acuerdo a las condiciones operativas.

Factor de remplazo: Mediante la comunicación en línea con las bases de datos institucionales, se calcula diariamente el factor de remplazo y se propone la redistribución de la inyección de nitrógeno para un valor balanceado $\geq 100\%$

Balance de producción: Con base en el movimiento de equipos, los pronósticos de invasión de gas y las necesidades

de estrangulamiento por avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite se puede asegurar un balance que respete la estrategia de la plataforma de producción así como el cumplimiento de las métricas establecidas.

Redistribución de producción zonal: Al tomar en consideración el estado de madurez de cada campo, la disponibilidad de infraestructura y todos los parámetros antes mencionados, se tiene la capacidad para proponer la producción equilibrada a nivel de zona, esto también es una acción de administración de yacimientos, ya que su aplicación garantiza un movimiento más homogéneo de los contactos con el consecuente beneficio de producción.

En la **Figura 7** se muestra un esquema que ejemplifica los rubros establecidos para la Administración de Yacimientos, la métrica actual, así como su seguimiento mensual.

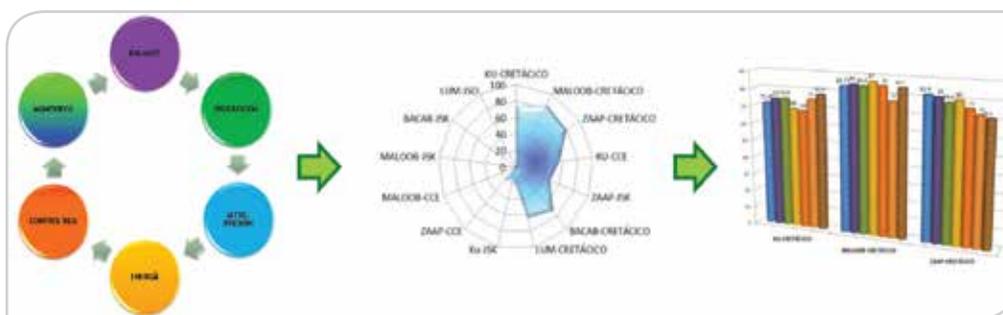


Figura 7. Evaluación y seguimiento administración de yacimientos, APKMZ.

Observaciones y conclusiones

Se ha construido la primera versión de un sistema integral de administración de yacimientos en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, se espera que sea de gran utilidad para la toma de decisiones operativas referentes a:

- Pozos a operar con gasto crítico.
- Pozos a estrangular para prolongar su vida operativa.
- Redistribución de nitrógeno para alcanzar factores de remplazo homogéneos $\geq 100\%$.
- Distribución homogénea de la producción por zona de yacimiento.
- Pozos a cerrar, abrir o estrangular de acuerdo con la condición operativa que prevalezca y a los objetivos fijados por la administración.

- Balance de producción mensual por entrada y salida de pozos.
- Evaluación del impacto en retraso de entrada de pozos por terminación o reparación de pozos.

El sistema ha integrado diferentes procesos de la administración de yacimientos que permiten la toma oportuna de decisiones asociadas a la explotación.

Los especialistas de diseño de proyectos pueden y deben incidir en las decisiones operativas del Activo para asegurar se apliquen los criterios establecidos del Proyecto, el Sistema de Administración aquí presentado es un primer paso para lograr y sistematizar este objetivo.

Nomenclatura

APKMZ	Activo de Producción Ku Maloob Zaap	
B_g	Factor de volumen del gas	Adim
B_o	Factor de volumen del aceite	Adim
B_w	Factor de volumen de agua	Adim
CAA	Contacto agua-aceite	mvbnm
CGA	Contacto gas-aceite	mvbnm
F_{bc}	Factor de corrección por cementación	
Fr	Factor de remplazo	%
h	Espesor neto	m
f_w	Flujo fraccional	%
h_{wc}	Distancia del contacto agua aceite a la base del intervalo disparado	m
i	Índice de explotación	
lexpz	Índice de explotación de cada zona	
IP	Índice de productividad	bd/kg/cm ²
Np	Producción acumulada de aceite	MMb
N ₂	Nitrógeno inyectado	MMpc
P_{baj}	Presión en bajante	Kg/cm ²
Ptp	Presión en cabeza de pozo	Kg/cm ²
P_{ws}	Presión estática actual del yacimiento del cual fluye el pozo.	Kg/cm ²
$Q_{iny Bn}$	Gasto de gas para bombeo neumático	MMpcd
Qg	Gasto de gas	MMpcd

Q_{N_2}	Gasto de inyección de nitrógeno	MMpcd
Q_o	Gasto de aceite	Mbd
$Q_{\text{oreal/zona}}$	Gasto de aceite de la zona	Mbd
$Q_{\text{total/campo}}$	Gasto de aceite del campo	Mbd
R_s	Relación de solubilidad	Adim
RGA_p	Relación gas-aceite producida	Adim
T	Temperatura	°C
T_{wh}	Temperatura de la cabeza del pozo o de un punto muy cercano, como es la bajante de producción.	°C
Volumen _{total/campo}	Volumen de hidrocarburos @ c.s del campo	MMb
Volumen _{zona}	Volumen de hidrocarburos @ c.s de la zona	MMb
W_p	Producción acumulada de agua	MMb
D	Incremental	
ρ_o	Densidad del aceite	gr/cm ³
ρ_w	Densidad del agua	gr/cm ³

Referencias

Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Producción Región Marina Noreste. 2013. ABC de la Administración de Yacimientos de la Región Marina Noreste. Subdirección de Producción Región Marina Noreste, Ciudad del Carmen, Campeche (marzo 2013).

Pérez Martínez, Ernesto. 2011. Estudio de Conificación de Agua en Yacimientos Naturalmente Fracturados, Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, Distrito Federal.

Semblanza de los autores

M. en I. Antonio Rojas Figueroa

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México. En 1990 ingresó a Petróleos Mexicanos como Ingeniero en entrenamiento. De 1991 a 1993 estuvo adscrito al Departamento de Ingeniería de Yacimientos de la Superintendencia de Producción en la Región Marina; de 1993 a 1995 participó como responsable por Pemex del estudio integral del Campo Nohoch; de 1995 a 1996 fue asignado al grupo interdisciplinario Ek-Balam, en donde impartió seminarios internos relacionados con el simulador Eclipse 100 y 200, y procesamiento de registros geofísicos ELAN.

De 1997 a 2002 ocupó la Superintendencia de Diseño de Pozos del Activo Ek-Balam, en donde participó en la implementación del proyecto de bombeo electrocentrífugo (BEC).

Realizó estudios de maestría en la Universidad Nacional Autónoma de México, recibiendo el grado el Maestro en Ingeniería Petrolera con mención honorífica.

De 2003 a 2009 estuvo a cargo de la Superintendencia de Ingeniería de Producción de pozos del Activo Integral Cantarell. En abril de 2009 fue transferido al Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap donde se desempeña actualmente

como Coordinador de Diseño de Proyectos de Explotación; de 2010 a 2011 cursó el programa de Alta Dirección de Empresas D-1 en el Instituto Panamericano de Alta Dirección de Empresas, (IPADE).

Ha publicado artículos sobre transporte de hidrocarburos en régimen transitorio, bombeo electrocentrífugo, optimización de bombeo neumático y terminaciones inteligentes. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, de la SPE, entre algunas otras.

Ing. Jesús Rodríguez Román

Realizó estudios profesionales en la Universidad Nacional Autónoma de México, (UNAM) de 1991 a 1995, titulándose como Ingeniero Petrolero en 1996 con mención honorífica.

Experiencia laboral

De 1994 a 1995 fue becario del IMP, Ingresó a Pemex en junio de 1996, como Ingeniero de Yacimientos del Grupo Interdisciplinario José Colomo Distrito Ocosingo, desempeñando diferentes funciones encaminadas al análisis de condiciones de explotación de los campos del distrito.

De 1997 a 2011 laboró en el Activo Abkatún-Pol-Chuc (AIAPCH), en el área de Ingeniería de yacimientos, realizando diferentes actividades entre las que se destacan análisis de escenarios de explotación de yacimientos, cálculo de reservas, análisis e interpretación de la información de pozos y documentación de la cartera de proyectos del AIAPCH, fungiendo como Líder de proyecto y responsable de diferentes proyectos FEL.

Del año 2011 a 2012 se le comisiona como Ingeniero de yacimientos en la Coordinación del Proyecto Ayatsil-Tekel, Pemex Exploración y Producción, Región Marina Noreste, donde realiza apoyo en Tareas FEL y revisión de las pruebas de presión producción de los pozos en los campos del proyecto.

Del año 2012 a la fecha se ha desempeñado como especialista técnico "A", a cargo del grupo de Administración de yacimientos del APKMZ, RPMNE, desempeñándose en la optimización de la explotación de los yacimientos.

De 2000 a 2001 cursó estudios de Maestría en la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera con Mención Honorífica en el 2002.

Pertenece a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, al Colegio de Ingenieros Petroleros de México y a la Red de Especialistas en Ingeniería de Yacimientos de PEP.

Ha presentado diversos trabajos tanto en foros nacionales como internacionales.

M. en I. Ernesto Pérez Martínez

Realizó sus estudios profesionales en la Universidad Nacional Autónoma de México de 1988 a 1992.

Experiencia laboral

De 1991 a 1993 fue becario del IMP, en 1993, ingresó a Pemex en la Subgerencia de Evaluación de Formaciones, RM, posteriormente laboró en la Subgerencia de Administración de Yacimientos.

De 1995 a 2010 laboró en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap (AIKMZ), trabajando en simulación de yacimientos, análisis de escenarios de explotación de yacimientos, cálculo de reservas, análisis e interpretación de la información de pozos y documentación de la cartera de proyectos del AIKMZ.

Del año 2010 a la fecha, se ha desempeñado como Especialista técnico "A", estando a cargo del grupo de simulación e ingeniería de yacimientos del APKMZ, RPMNE, desempeñándose en: modelado y optimización de la explotación de los yacimientos y documentación de proyectos de desarrollo de campos.

De 2007 a 2009 cursó estudios de Maestría en la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera con Mención Honorífica en el 2011.

En el año 2011, la Asociación de Ingenieros Petroleros de México le otorga el premio Juan Hefferan, por el mejor trabajo práctico desarrollado en materia de Ingeniería.

Pertenece a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, al Colegio de Ingenieros Petroleros de México y a la SPE.

Ing. Luis Norberto Velázquez Bueno

Realizó sus estudios profesionales en la Universidad Nacional Autónoma de México, de 2002 a 2007.

Experiencia laboral

A partir de septiembre de 2008 se desempeña como soporte técnico en la Gerencia de Proyectos de Explotación Región Marina Noreste, Coordinación de Proyectos de Caracterización Estática, Ciudad del Carmen, Campeche, realizando actividades relacionadas a la evaluación petrofísica avanzada de los campos del proyecto Campeche Oriente, del proyecto Akal y diversas áreas de la zona marina.

Ingresa a Pemex en enero de 2010, donde hasta la fecha se ha desempeñado como Ingeniero de yacimientos en la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Especialistas Técnicos de Diseño de Proyectos AIKMZ, y colaborado en el Proyecto de Evaluación de escenarios de explotación del Campo Lum-BTPKS y JSO, aplicando la metodología FEL, elaboración de pronósticos de los campos del Activo, así como evaluación de pruebas de presión producción para la evaluación de permeabilidad y límites en el yacimiento, así como daño de los pozos del AIKMZ

Pertenece al Colegio de Ingenieros Petroleros de México y a la SPE.

Ing. Juan Adolfo Calderón Avendaño

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional en 1996, y realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera en la UNAM, en los años 2005 y 2007.

Ingresó a Pemex en 1996 en el Grupo Faja de Oro en la Región Norte. En 1997 laboró como Ingeniero analista en la Subgerencia de Planeación Estratégica de la Gerencia de Planeación en la RMSO.

A partir de diciembre de 1997 presta sus servicios en la Coordinación de Diseño de Proyectos del Activo Ku-Maloob-Zaap, donde ha participado en los grupos de Diseño de perforación de pozos, Programación, Evaluación e Ingeniería de Yacimientos, disciplina en la cual es considerado como experto; fungió como líder del equipo de Administración de Yacimientos.

Desde diciembre de 2011 a la fecha se desempeña como Líder del equipo de productividad de pozos en dicho Activo.