

CARACTERIZACIÓN DE LA COLUMNA DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO SJN ORP-15, CAMPO OROCUAL, DISTRITO FURRIAL, MONAGAS-VENEZUELA

José Marín¹, Nelson Mata¹, Jorge Barrera¹, Héctor León¹, Vanessa Ruiz¹, R. Maita¹

1: PDVSA EyP Oriente, jjmarinf@pdvsa.com, matano@pdvsa.com, barrerajs@pdvsa.com,
leonhx@pdvsa.com, ruizvd@pdvsa.com

Palabras clave: Segregación Composicional, representatividad, consistencia, ecuación de estado, Análisis PVT

ABSTRACT

Characterization of the fluid column for the SJN OPR-15 reservoir, Orocual field, Furrial District, Monagas State - Venezuela

The Field Orocual is located to the north of Monagas State. In there is the deposit SJN ORP-15, one of major potential in this Field. Due to its energetic decline, for the year 2008 its production was closed by conservation of energy, nevertheless, the well ORP-37 completed during this year, showed a production of 2.0 MBNPD with a RGP lower than 1000 PCN/BN, contradicting the official characterization of the deposit, which was considered as volatile crude oil.

Based on the existing PVT analysis in the deposit showing volatile crude oil and that the well ORP-37 showed a black crude oil, the existence of a gravitational segregation associated with variation of composition of the crude oil with depth hypothesis arises. With the aim to corroborate this hypothesis there was performed a characterization study of fluid in the wells ORP-27 and ORP-37.

This paper summarizes the evidences that conclude in the existence of the compositional segregation. The work methodology used was: well selection, information capture, bottom samples capture, samples analysis, representativity and consistency comparison of the PVT analysis.

The results of this characterization allowed to adjust the equation of the simulation model, improving its representation. In operational terms, the exploitation scheme was re-defined increasing the production towards the flanks, hereby re-defining and ensuring the rational exploitation of the reserves associated to the SJN ORP-15 deposit, by considering its compositional variation.

INTRODUCCIÓN

El Campo Orocual posee distintos yacimientos conformados por las Formaciones: Carapita, Caratas, y San Juan, con una diversidad de crudos que abarca desde crudo mediano hasta gas condensado, en esta última formación se encuentran los yacimientos de mayor producción y potencialidad del campo descubiertos hasta la fecha, identificados como SJN ORP-52, SJN ORP-25, SJN ORP-66 y SJN ORP-15.

Es ampliamente conocida la variación composicional con la profundidad existente en el Yacimiento SJN ORP-52, por la variación de las propiedades de los crudos tomadas de los pozos. Sin embargo, para el yacimiento SJN ORP-15 hasta fechas recientes, sólo disponía de dos análisis PVT (Crudos de los pozos ORP-26 y ORP-29), que permitieron identificarlo como un yacimiento de crudo volátil y cuya representatividad se podía establecer a través del PVT del ORP-26. Al respecto, una sola muestra no era suficiente para realizar un estudio de fluidos que pudiera indicar la existencia de una variación composicional con la profundidad, sugerido por las pruebas de producción y las densidades de los crudos obtenidos a diferentes niveles estructurales, que varían desde 14,2 °API (ORP-18) hasta 37,8 °API (ORP-29).

Con la finalidad de ampliar la caracterización dinámica del yacimiento SJN ORP-15 y minimizar la incertidumbre existente en el modelo de fluidos, se estableció una metodología de trabajo que comprendió: la selección de los pozos; captura de información, a fin de conocer los gradientes de presión y registros de producción, a diferentes reductores y, toma de muestras de crudo en fondo de pozo. El paso final consistió en realizar el ajuste de la ecuación de estado que representara la variación composicional de fluido con respecto a la profundidad, para el yacimiento.

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO OROCUAL

El Campo Orocual está ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela (sub-cuenca de Maturín) y fue descubierto en el año 1933 por el pozo ORS-1 en la Formación Las Piedras. Se encuentra situado aproximadamente, a 20 km al noroeste de la Ciudad de Maturín, en el Municipio Piar del Estado Monagas (Figura 1).

Se encuentra dividido en Orocual Somero, comprendido estratigráficamente por las Formaciones Mesa y Las Piedras, y Orocual Profundo, conformado por las Formaciones Carapita, Areo, Los Jabillos, Caratas, Vidoño y San Juan (Marín *et al.*, 2008), siendo esta última formación productora de crudos de alta calidad, con una profundidad promedio de 13500 pies (TVDSS), y en ella se encuentran los yacimientos SJN ORP-52, SJN ORP-25, SJN ORP-66 y SJN ORP-15, caracterizadas por presentar permeabilidades que oscilan entre 2 y 10 mD, y porosidades que oscilan entre 1 y 10%.

El estudio presentado en este trabajo fue desarrollado en el yacimiento SJN ORP-15, cuya estructura es de tipo anticlinal de rampa asociada a un corrimiento de bajo ángulo de buzamiento hacia el Norte y de rumbo N 55-60°E.

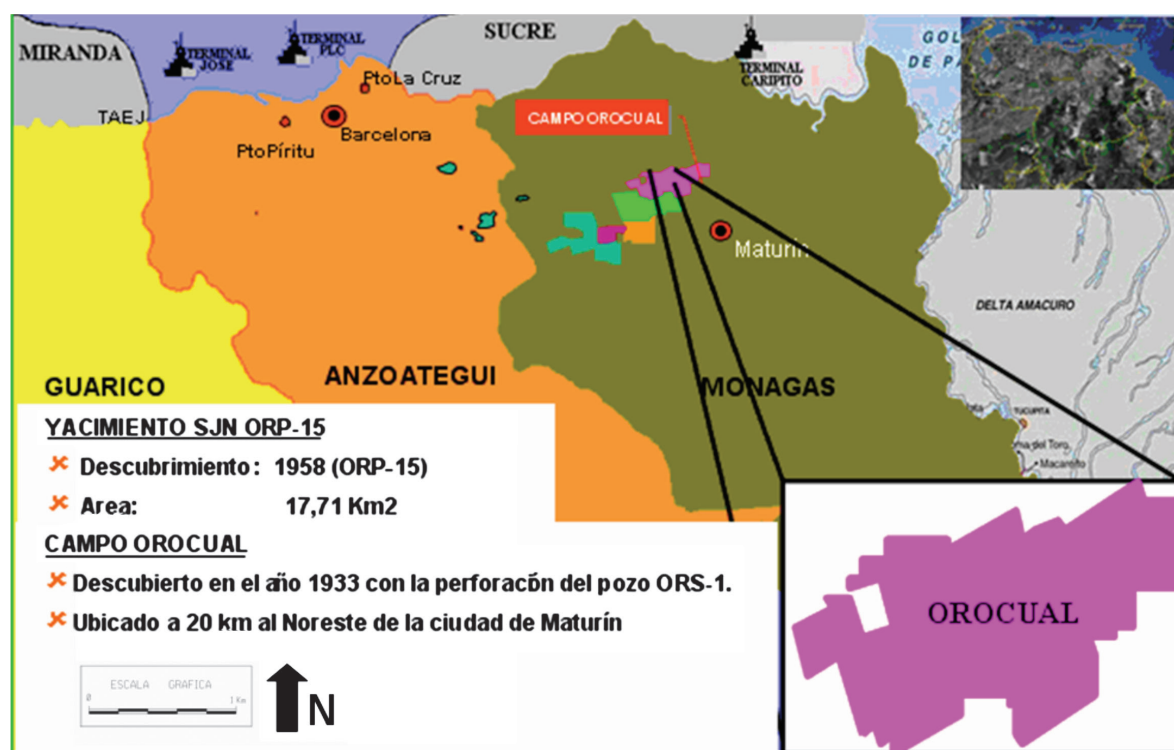


Figura 1. Ubicación relativa del Campo Orocuai.

ESTRATIGRAFÍA, SEDIMENTOLOGÍA Y FRACTURAS NATURALES

La columna estratigráfica comprende rocas cuyas edades varían desde el Cretácico hasta el Plioceno, las Formaciones productoras son San Juan, Jabillos, Caratas, Carapita, y Las Piedras. La litología que comprende la sección cretácica de la Formación San Juan está caracterizada principalmente por areniscas cuarzosas masivas con pequeñas interestratificaciones de lutitas grises oscuras, con espesor comprendido entre 650 y 700 pies (Carvajal *et al.*, 2001; Smith *et al.*, 2000).

En los análisis de núcleos obtenidos se observó que el yacimiento está subdividido en tres intervalos, lateral y verticalmente comunicados, identificados como San Juan superior, medio e inferior y que se encuentra naturalmente fracturado (Smith *et al.*, 2000). La presencia de fracturas naturales ha sido demostrada por medio de núcleos, registros imágenes, secciones finas, pérdidas de lodo, etc. La dirección del esfuerzo máximo (N35°W) coincide con la dirección de esfuerzos inferida a partir del análisis tectónico y estructural (Carvajal *et al.*, 2001). Las características petrofísicas promedio para la Formación San Juan (Figura 2), en el Yacimiento SJN ORP-15, permiten definir un espesor neto petrolífero promedio de 310 pies, porosidad efectiva de 7,27%, una permeabilidad de 18 milidarcys asociada a las familias de fracturas naturales presentes en la formación, un volumen de arcilla de 6,70%, resistividad promedio de 300 ohmios/mts y un radio

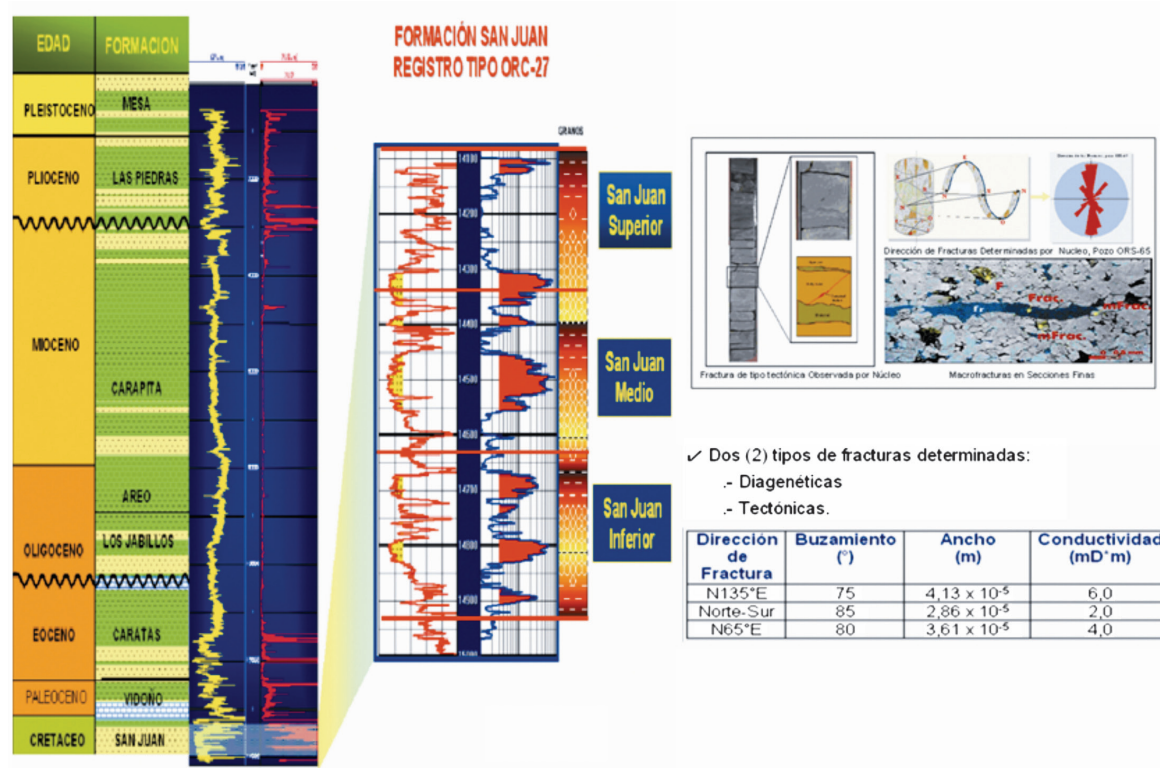


Figura 2. Fracturas Naturales y Registro Tipo de la Formación San Juan.

de garganta poral de 1,445 micrones, correspondiéndose con una petrofacie mesoporosa, con influencia en la parte media de la formación de petrofacie macroporosa (León 2000).

DATOS BÁSICOS DEL YACIMIENTO SJN ORP-15

El Yacimiento SJN ORP-15, posee un POES de 188,5 MMBL con una °API oficial de 38°, factor de recobro total de 38,5%, para unas reservas recuperables totales de 69,5 MMBL. En la Figura 3 se muestra el mapa estructural del yacimiento SJN ORP-15 con la ubicación de los pozos completados en dicho yacimiento (León *et al.*, 2008).

DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS YACIMIENTO SJN ORP-15

Con base en las pruebas de producción oficiales de los pozos completados en el Yacimiento, el mismo se caracteriza por presentar una columna de fluido del tipo composicional (Figura 4). Su pozo descubridor ORP-15, ubicado estructuralmente hacia el tope del yacimiento, probó crudo 36,7 °API, en un nivel estructural inferior se encuentran completados los Pozos ORP-26 y ORP-29, con crudos entre 36,4° y 37,8 °API, respectivamente. Un poco más hacia los flancos y a mayor

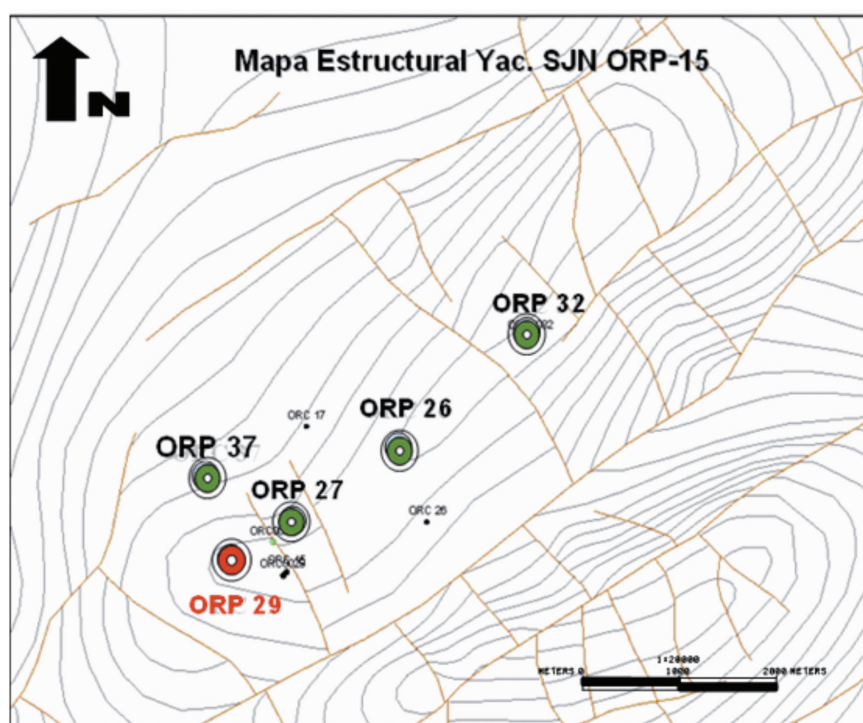


Figura 3. Ubicación Areal de los pozos en el Yacimiento SJN ORP-15

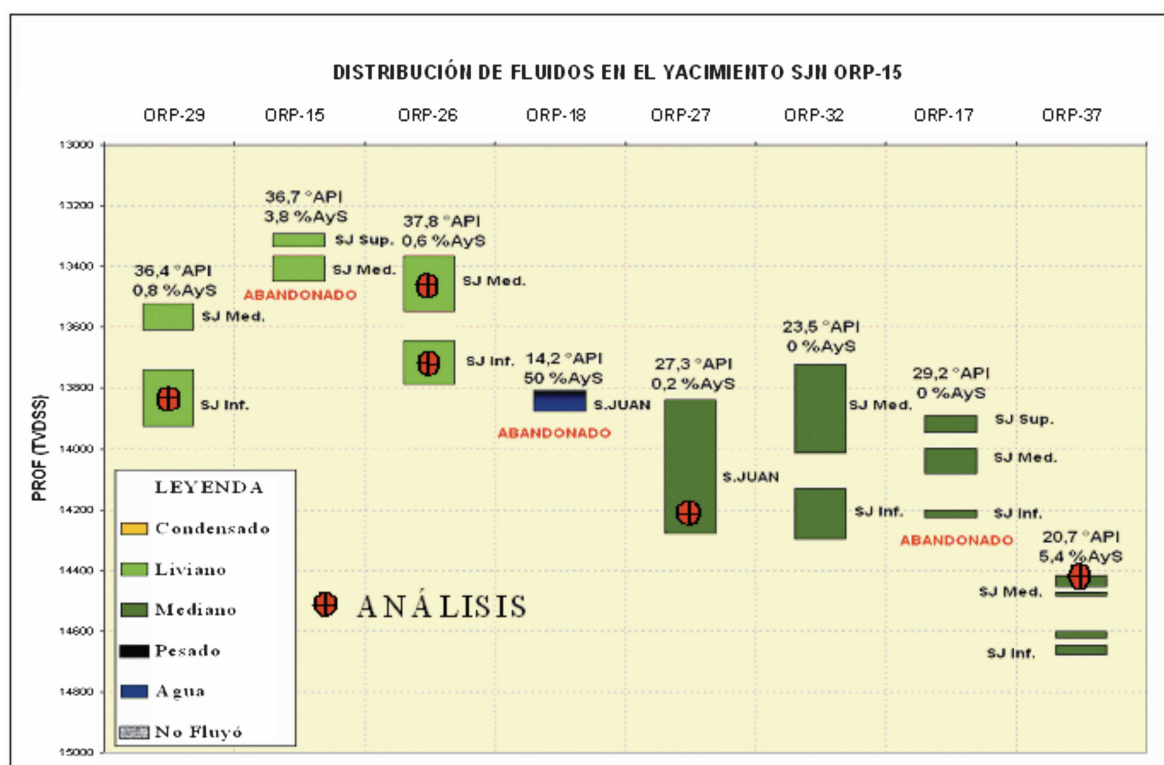


Figura 4. Columna de fluidos del Yacimiento SJNORP-15.

profundidad se encuentran los pozos ORP-17 (abandonado), ORP-27, ORP-32 y ORP-37 con crudo de gravedades API de 29,2°, 27,3°, 23,5° y 20,7° respectivamente. El intervalo de densidades mencionado indica que se trata de crudo mediano. El pozo ORP-18 (Abandonado) produjo crudo pesado de 14,2° API, con un corte de agua de 50% (León *et al.*, 2008).

ECUACIONES DE ESTADO PARA DESCRIBIR COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO SJN ORP-15

Para el momento del presente estudio sólo se disponía de un análisis PVT en el yacimiento SJN ORP-15, tomado en el pozo ORP-26. Posteriormente, se llevó a cabo una primera revisión de la ecuación existente, obteniéndose una EDE de siete pseudo componentes, con el nitrógeno y metano (N_2-C_1) agrupados en un pseudocomponente, al igual que el dióxido de carbono, etano y propano ($CO_2-C_2-C_3$), pero con menor grado de incertidumbre. Para este ajuste, se incluyeron los análisis de las muestras tomadas en el pozo ORP-29. Con base en esta revisión, el comportamiento de los fluidos del yacimiento SJN-ORP-15, es modelado a través de una EDE calibrada con fluidos de los yacimientos SJN ORP-52 y SJN ORP-15. Como sólo se disponían de análisis PVT de gas condensado y petróleo volátil, la ecuación de estado sólo reproduce la variación de composición con profundidad de fluidos en estas zonas, quedando sin caracterizar la región de crudo negro del yacimiento SJN ORP-15 (León *et al.*, 2008).

Debido a que se requería tener el N_2 y el CO_2 como componentes puros para evaluar el efecto de la inyección de éstos, sobre los fluidos del yacimiento, se realizó un ajuste para obtener una nueva ecuación, empleando los mismos análisis PVT seleccionados en el cotejo de la ecuación anterior. Una vez comparados los resultados de las ecuaciones con el análisis del PVT, se evidenció que las ecuaciones que mejor se adaptaron a las características del análisis del PVT del pozo ORP-26 y ORP-58I eran las de Soave-Redlich-Kwong y la de Peng and Robinson de tres parámetros, debido a que éstas fueron elaboradas para los cálculos de equilibrio vapor/líquido. De estas ecuaciones, la de Peng-Robinson de tres parámetros, proporcionó mejores resultados en cuanto a las propiedades relacionadas a los experimentos de liberación diferencial y expansión a composición constante, por dar una diferencia menor entre los datos suministrados y los calculados.

METODOLOGÍA

La metodología aplicada para la caracterización de la columna de fluidos se realizó en seis etapas (Figura 5). En la primera se realizó la selección de los pozos, considerando la profundidad a la cual se encuentran completados, su °API y RGP al iniciar su vida productiva; seguidamente

se tomaron registros de gradientes de presión y de producción (en tiempo real) con diferentes reductores (De mayor a menor) hasta obtener un mínimo diferencial de presión, y así disponer de un fluido monofásico y representativo del yacimiento. Verificada tal condición, se procedió a tomar la muestra de fluido en fondo, con base en los procedimientos estipulados para tal fin. Tomadas las muestras, se procedió a realizar los análisis previstos en la Tabla 1.



Figura 5. Metodología empleada para realizar la Caracterización.

Finalizados los análisis, se realizaron pruebas para determinar la representatividad y consistencia del PVT y, finalmente, se realizaron los ajustes necesarios en la ecuación de estado para el yacimiento. A continuación, se describe cada etapa:

Selección del Pozo

Para tomar las muestras de fondo se realizó una sección estructural, la cual nos permite ver mediante la yuxtaposición de los estratos, la verdadera ubicación en profundidad de los pozos, para lo cual se consideraron tres premisas principales. La primera, el pozo debía estar produciendo estructuralmente a mayor profundidad que los pozos ORP-26 y ORP-29 ya que sus análisis PVT corresponden a crudo volátil. La segunda premisa consistió en que la densidad del crudo se encontrara por debajo de 30° API, para obtener una muestra de crudo mediano. La tercera premisa, fue que las RGP iniciales fueran menores a los 1750 PCN/BN (Rojas 2011). Con base en los criterios establecidos, se consideraron inicialmente los pozos ORP-27 y ORP-37, con profundidades entre 13850 pies en TVDSS y 14700 pies en TVDSS, y ubicados a 250 pies

por debajo de la base de los perforados en el Pozo ORP-26. Las gravedades de estos pozos se encuentran entre 20,7 y 27,3 °API, con RGP entre 804 y 1573 PCN/BN (Figura 6).

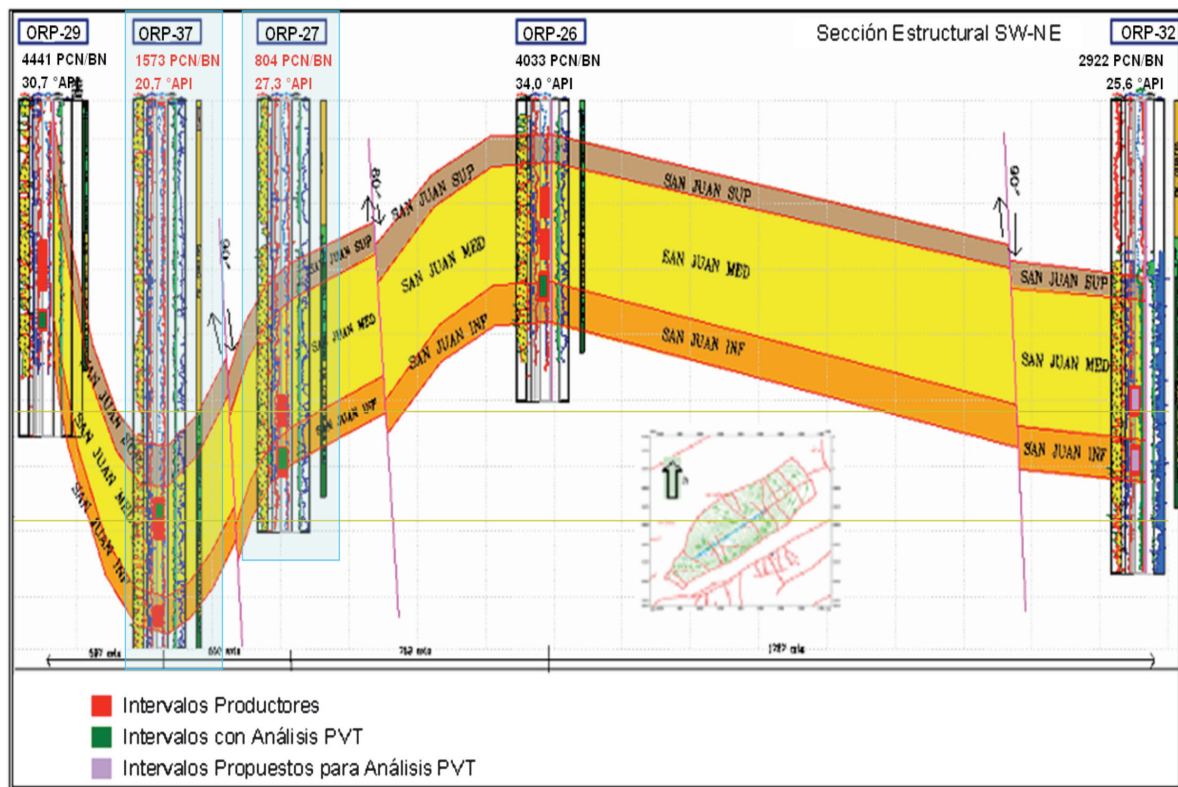


Figura 6. Selección del Pozo en base a la Profundidad, RGP y °API.

Captura de Información

Pozo ORP-27:

En el pozo se realizó registro de gradiente dinámico con reductor de 1/4" y registro de producción (PLT), para ello se dispuso de un equipo de medición en superficie a fin de cuantificar las tasas de producción y obtener la mejor interpretación (Figura 7). Con base en la interpretación del PLT, la tasa de crudo y de gas estimadas fueron 588 BNPD y 0,42 MMPCNGD, respectivamente. La medición de presión de fondo fluyente (Pwf) fue de 5086 lpc, representando un diferencial de presión de 525 lpc.

En el registro de gradiente de presión se observaron dos tendencias: la primera, desde 0 pies hasta -5612 pies en TVDSS con un gradiente de 0,23 lpc/ft y, la segunda, desde -5612 pies en TVDSS hasta -13756 pies en TVDSS con 0,29 lpc/ft, verificándose la existencia de una columna de líquido en el pozo. El registro de producción permitió identificar, que de sus seis intervalos

cañoneados, existen cinco intervalos con aporte de producción, con los mayores aportes hacia los tres intervalos finales pertenecientes a San Juan Inferior. A lo largo del intervalo registrado (-13746 y -14302 pies en TVDSS) se observaron tres mediciones de densidades: la primera de 0,70 gr/cc (5,83 Lpg), entre -13746 y -14168 pies en TVDSS, interpretada como crudo; la segunda, de 0,74 gr/cc (6,16 Lpg) entre -14168 y -14230 pies en TVDSS, interpretada como crudo; y, la tercera, de 0,93 gr/cc (7,75 Lpg) entre -14230 y -14302 pies en TVDSS, interpretada como agua en condiciones semiestáticas (León *et al.*, 2008).

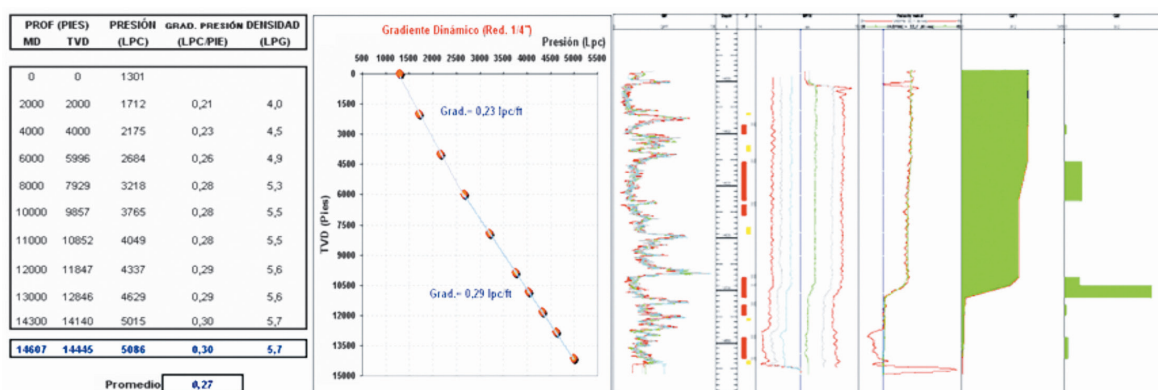


Figura 7. Resultados de Captura de Información, Pozo ORP-27.

Pozo ORP-37:

En este pozo se realizó el registro de gradiente dinámico con reductor de 5/8", posteriormente, se llevó a cabo el registro de producción (PLT) con diferentes reductores (5/8", 1/2", 3/8" y 1/4"), colocándose desde el mayor (5/8") hasta el menor diámetro (1/4"), con la finalidad de monitorear en el fondo del pozo: Diferencial de presión, aporte de producción, densidades de fluidos, etc., antes de realizar la toma de muestra de fluido en fondo, para asegurar la toma de muestra estable y monofásica. Para ajustar la interpretación del PLT, se dispuso de un equipo de medición en superficie, obteniéndose, las tasas de crudo entre 1587 y 576 BNPD, y tasas de gas entre 1,60 y 0,49 MMPCNGD (Figura 8), respectivamente. Las presiones de fondo fluyentes (Pwf) medidas fueron entre 4894 y 5299 lpc, lo que permitió estimar diferenciales de presiones entre 1686 y 393 lpc.

Mediante los registros de producción se identificó que de sus cuatro intervalos cañoneados, para los tres primeros reductores (5/8", 1/2" y 3/8"), la totalidad de la producción proviene de los dos primeros intervalos y para el último reductor (1/4"), la totalidad de la producción proviene solo del primer intervalo. Los valores de densidad registrados por encima de los intervalos cañoneados estuvieron entre 0,59 y 0,67 gr/cc (5,0-5,6 Lpg), mientras que las densidades registradas por debajo del segundo intervalo se encontraban entre 0,84 y 0,87 gr/cc (7,0-7,3 Lpg). Una vez culminado

los pases PLT, se realizó el gradiente dinámico con reductor de 1/4", en el cual se observaron dos tendencias, la primera de 0 pies hasta -5544 pies en TVDSS, con un gradiente de 0,237 lpc/ft y, la segunda, desde los -5544 hasta -14340 pies en TVDSS con 0,301 lpc/ft, verificándose que en el pozo toda la columna era de crudo negro (Marín *et al.*, 2008).

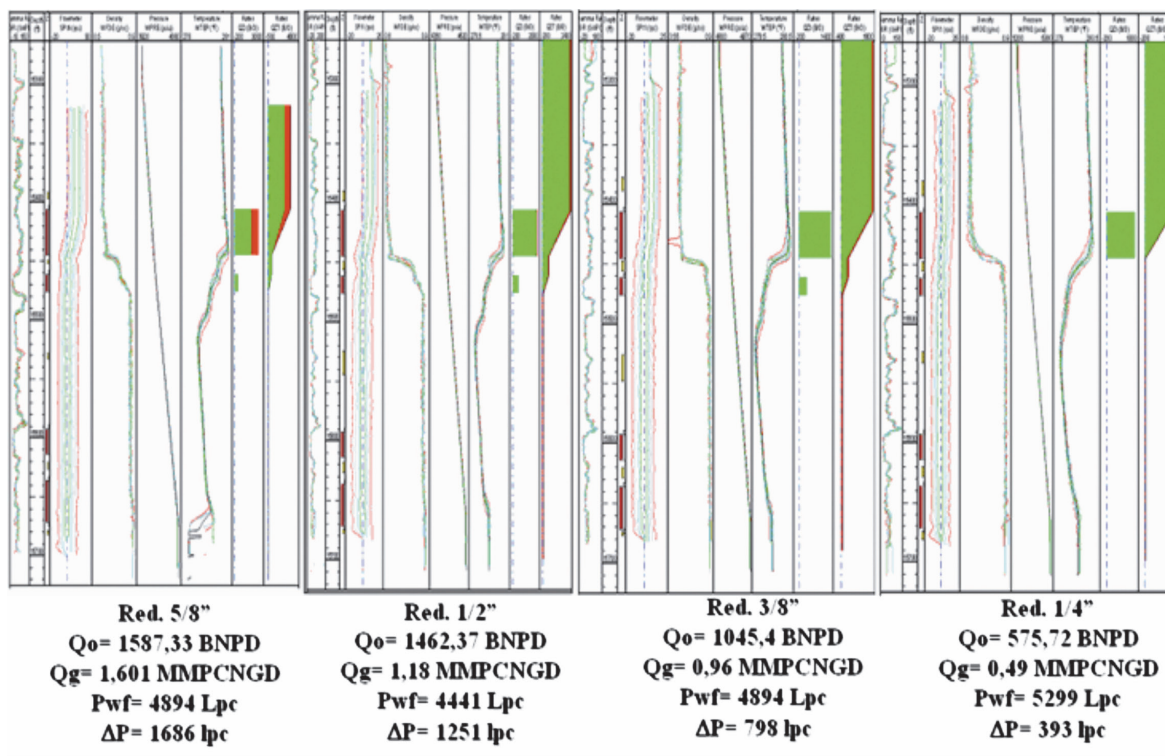


Figura 8. Resultados de Captura de Información, Pozo ORP-37.

Toma de Muestras

Verificada la existencia de un fluido monofásico y representativo, a condiciones de producción estables y con diferenciales de presión aceptables, se procedió a realizar la toma de muestra presurizada en fondo, recolectándose un volumen total de seis litros de fluidos para cada pozo. Durante el período de muestreo los pozos estuvieron en condiciones dinámicas con reductor de 1/4". En el Pozo ORP-27 se tomaron las muestras a la profundidad de -14203 pies en TVDSS, comprendido en el intervalo -14168 y -14230 pies en TVDSS, en el cual se había obtenido una densidad de 0,74 gr/cc (6,17 Lpg), mientras que en el Pozo ORP-37 se tomaron las muestras a la profundidad de -14346 pies en TVDSS, por encima de -14467 pies en TVDSS en donde se había obtenido un fluido de densidad 0,64 gr/cc (5,34 Lpg), (León *et al.*, 2008; Marín *et al.*, 2008).

Análisis de Muestras

A las muestras enviadas al Laboratorio se le realizaron los análisis PVT y onset de floculación de asfaltenos (Ver Tabla 1) en función de la presión, la descripción de los resultados obtenidos, se resumen a continuación:

Presión de saturación del fluido

Se obtuvo una presión de saturación de 5020 lpc para el crudo del ORP-27 y de 5300 lpc para el crudo del ORP-37, encontrándose por debajo de la Presión al Datum del Yacimiento (5446 lpc a -13800 pies en TVDSS), lo que verifica que la muestra fue tomada en estado monofásico. Las diferencias entre estos valores de presión pueden deberse a la profundidad de los intervalos productores, a su ubicación dentro de la estructura y a los procesos post-depositacionales ocurridos en el yacimiento (León *et al.*, 2008; Marín *et al.*, 2008).

Composición del fluido

Se determinaron las composiciones de los fluidos del hidrocarburo de los pozos (ORP-27 y ORP-37) con la finalidad de conocer las propiedades intrínsecas del mismo (Tabla 1). Se determinó que la composición del fluido del ORP-27 está enriquecido en las fracciones más pesadas (C_7^+), lo cual es característico de un crudo de menor gravedad API. Para el crudo del ORP-37 los resultados indican que se encuentra enriquecido en las fracciones más livianas (C_1), lo cual es característico de un crudo de mayor gravedad API. Realizando una comparación de la referencia obtenida para los crudos analizados del área tradicional del Norte de Monagas (Rojas 2011), con los resultados de los análisis PVT de los crudos analizados en los pozos ORP-26, ORP-29, ORP-27 y ORP-37 mostrados en la Tabla 2, se deduce que el yacimiento, presenta una variación composicional con la profundidad que va desde crudo volátil a mediano.

Composiciones Típicas de Mezclas provenientes de Yacimientos de Hidrocarburos.
Tomado de Gonzalo Rojas. "Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado".

COMPONENTE	GAS SECO	GAS HUMEDO	GAS CONDENSADO	PETROLEO VOLATIL	PETROLEO NEURO
C1	96,0	90,0	75,0	60,0	48,83
C2	2,0	3,0	7,0	8,0	2,75
C3	1,0	2,0	4,5	4,0	1,93
iC4-nC4	0,5	2,0	3,0	4,0	1,6
iC5nC5	0,5	1,0	2,0	3,0	1,15
C6	-	0,5	2,5	4,0	1,60
C7+	-	1,5	6,0	17,0	42,15
MC7+	-	115	125	180	225
RGL PCN/BN	-	26.000	7.000	2.000	625
°API en tanque	-	60	55	50	34,3
Color	-	Incoloro amarillo	amarillo claro	amarillo oscuro	negro

Parámetros obtenidos de los Análisis PVT

FECHA DEL ANÁLISIS	15/02/1998	09/07/2000	21/07/2008	26/09/2008
COMPONENTE	ORP-26	ORP-29	ORP-27	ORP-37
RGP (PCN/BN)	2776	1679	731	866
GRAVEDAD API	35	33	18,5	21,3
C1 (%)	66,96	58,77	41,51	45,48
C7+ (%)	15,18	23,58	45,42	39,87
Pburbuja (lpc)	6568	6319	5020	5300
Pyac (lpc)	7821	6300	5446	5446

Tabla 1. Comparación de Resultados de Composiciones de Fluidos.

Curva de solubilidad de asfaltenos

Como parte de los estudios de laboratorio para determinar la estabilidad y el comportamiento de la fracción asfáltica del fluido de yacimiento, se realizaron las curvas de floculación de asfaltenos a los fluidos. En el crudo del pozo ORP-27, el mayor contenido de asfaltenos precipitado se obtuvo a 5020 lpc (presión de saturación), por lo que se infiere que a esta presión se puede obtener la mayor concentración de asfaltenos precipitados a nivel de la formación (Figura 9).

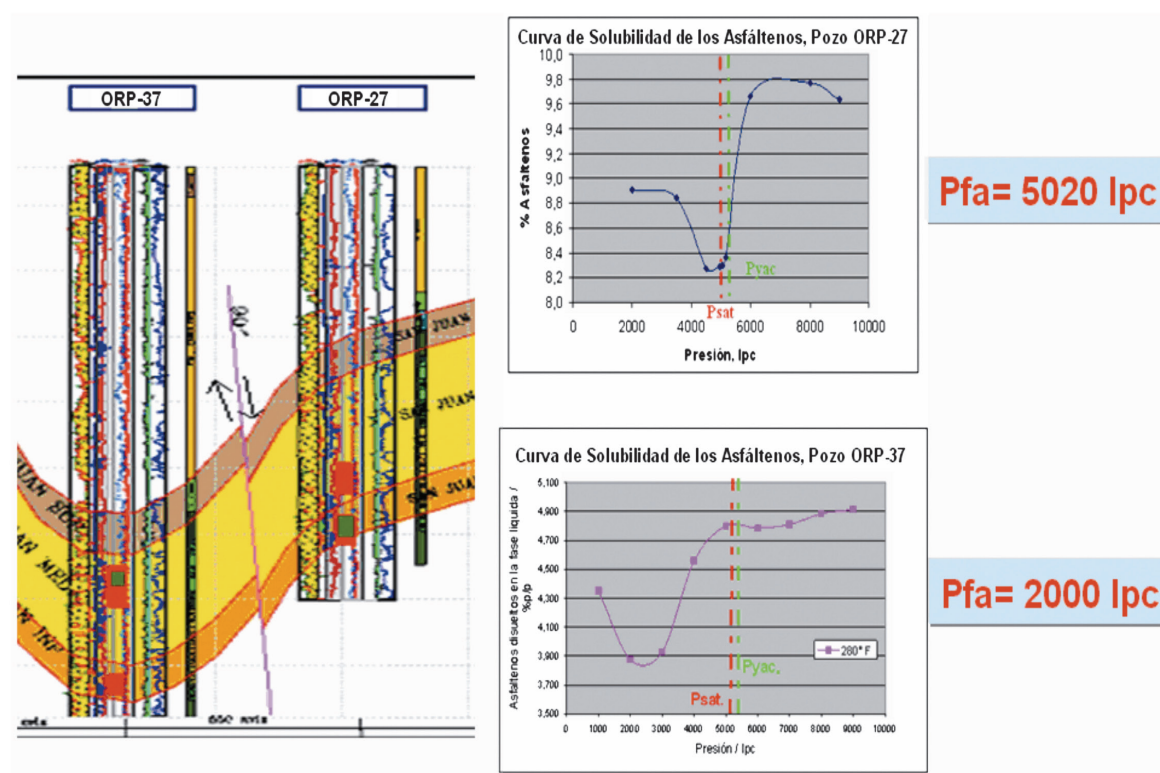


Figura 9. Curva de Solubilidad de Asfaltenos.

Adicionalmente, se determinó que el porcentaje de asfaltenos en el crudo en función de la presión (Tabla 2) se encuentra entre 8,27% (m/m) y 9,77% (m/m). El mayor contenido de asfaltenos en el fondo está reportado a la presión de 8000 lpc, y el menor se encuentra a una presión de 4500 lpc, por lo que es recomendable considerar un intervalo de presiones donde ocurriría la mayor precipitación de asfaltenos el cual sería 4500 y 5150 lpc.

En el crudo del pozo ORP-37, se esperaba observar la máxima precipitación de asfaltenos a los 5300 lpc (presión de burbuja), para este caso en particular, se obtuvo un desfase de 2000 lpc (Figura 9), hacia la izquierda del punto de referencia infiriéndose que este comportamiento puede estar asociado a: la composición del fluido, el gas presente en el fluido, o la presión al momento

Presión, lpc	% Asfaltenos	10% de Error por encima	10% de error por debajo
9000	9,640	10,80	8,68
8000	9,769	10,75	8,79
6000	9,664	10,63	8,70
5150	8,360	9,20	7,52
5050	8,300	9,13	7,47
4950	8,291	9,12	7,46
4500	8,274	9,10	7,45
3500	8,849	9,73	7,96
2000	8,907	9,80	8,02

Tabla 2. Concentración de Asfalto en función de la Presión, Pozo ORP-27.

de la toma de muestra que está cercana a la presión de saturación (Peters 1990). Adicionalmente, se determinó que el porcentaje de asfaltenos en el crudo en función de la presión (Tabla 3) se encuentra entre 3 y 5% a lo largo de la columna de Fluido.

Presión, lpc	% Asfaltenos	Valor + 10% error	Valor - 10% error
9000	4,91	5,40	4,42
8000	4,89	5,37	4,40
7000	4,81	5,29	4,33
6000	4,79	5,26	4,31
5000	4,80	5,28	4,32
4000	4,56	5,01	4,10
3000	3,93	4,32	3,54
2000	3,88	4,26	3,49
1000	4,35	4,79	3,92

Tabla 3. Concentración de Asfalto en función de la Presión, Pozo ORP-37.

Análisis de Distribución Areal

Con el propósito de determinar la heterogeneidad vertical y/o lateral y conocer los subsecuentes procesos de transformación del crudo presentes en el yacimiento, se realizaron análisis de la fracción C15- del crudo proveniente de los pozos ORP-27 y ORP-37 mediante diagramas polares (Kaufman *et al.*, 1999), cuyos resultados (Figura 10) muestran la distribución de la composición de los fluidos evaluados. Los mismos indican que no existe compartimentalización y/o fallas de carácter sellantes, que las variaciones entre estas dos muestras son sutiles, diferenciándose en las relaciones de las fracciones de los compuestos n-Heptano/Metilciclohexano, Benceno/Ciclohexano y en el Índice del Iso-Heptano. Estas variaciones en la composición permiten inferir la presencia de un mismo tipo de fluido con características genéticas ligeramente diferentes.

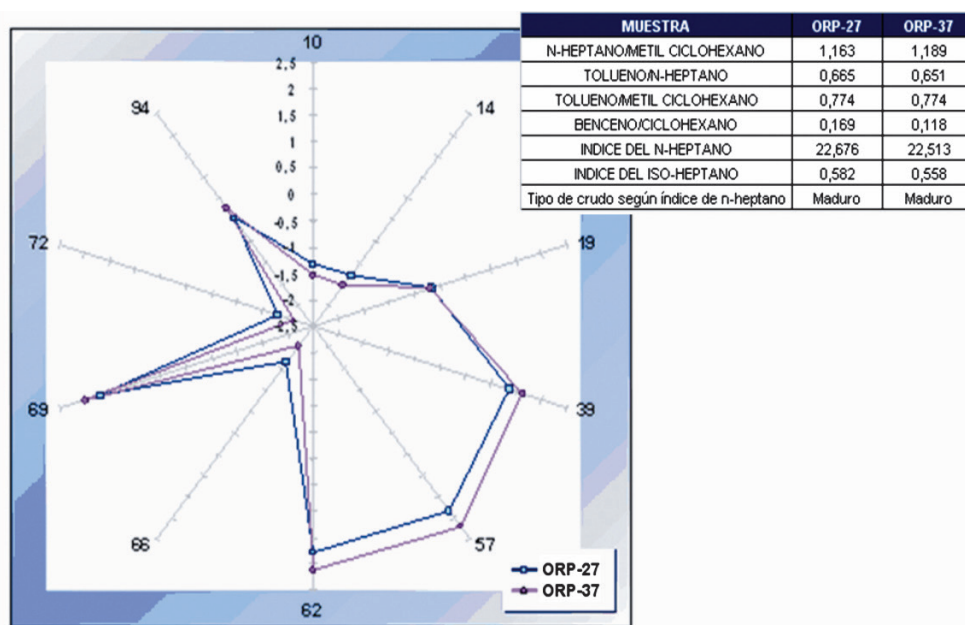


Figura 10. Diagrama polar y Relación de Compuestos Químicos para crudos del Yacimiento SJN ORP-15.

Comparación de Resultados

Para asegurar que las muestras tomadas en los pozos ORP-27 y ORP-37, representan las características del fluido del yacimiento, se verificaron y compararon diferentes variables. Para la muestra tomada en el Pozo ORP-37 a la profundidad de -14346 pies en TVDSS perteneciente al miembro medio de la Formación San Juan, se verificó que:

La Temperatura en el laboratorio fuera igual a la temperatura del yacimiento (280 °F).

La °API medida en el laboratorio fuera igual a 21,7 ° y corresponde al valor promedio de °API que se ha reportado en las pruebas de producción del pozo con valores entre 20,7 y 22,0 °API.

La RGP de laboratorio reportada fue de 870 PCN/BN y es un valor cercano a la RGP inicial durante la toma de la muestra (851 PCN/BN).

El pozo permaneció estable durante el muestreo.

La presión (P) y temperatura (T) del separador se mantuviera constantes durante la toma de las muestras.

La presión del yacimiento fuera mayor a la presión reportada en fecha cercana al momento de la toma de la muestra PVT ($P_y > P_{\text{burbuja}}$).

Por lo tanto, la muestra de fluido tomada en el pozo, se consideró representativa del fluido en el yacimiento. También se realizó la validación de consistencia de los análisis PVT (Patete 2009) mediante la prueba de liberación diferencial (Balance de Masa), verificación de la presión de burbuja (CCE) o función "Y" y la prueba de desigualdad (Figura 11). La mayor diferencia

en porcentaje obtenida para la función “Y” en el ORP-27 fue de 2,13% y para el ORP-37 fue de 1,38%. Para la prueba de liberación diferencial los mayores porcentajes obtenidos fueron de 0,64% en el ORP-27 y de 1,73% en el ORP-37 muy por debajo del valor de 10% aceptable para indicar que la prueba es consistente. Al realizar la prueba de desigualdad se verificó que los análisis de las muestras tomadas en ambos pozos cumplieron con los criterios, por lo tanto, se puede concluir que la información es consistente.

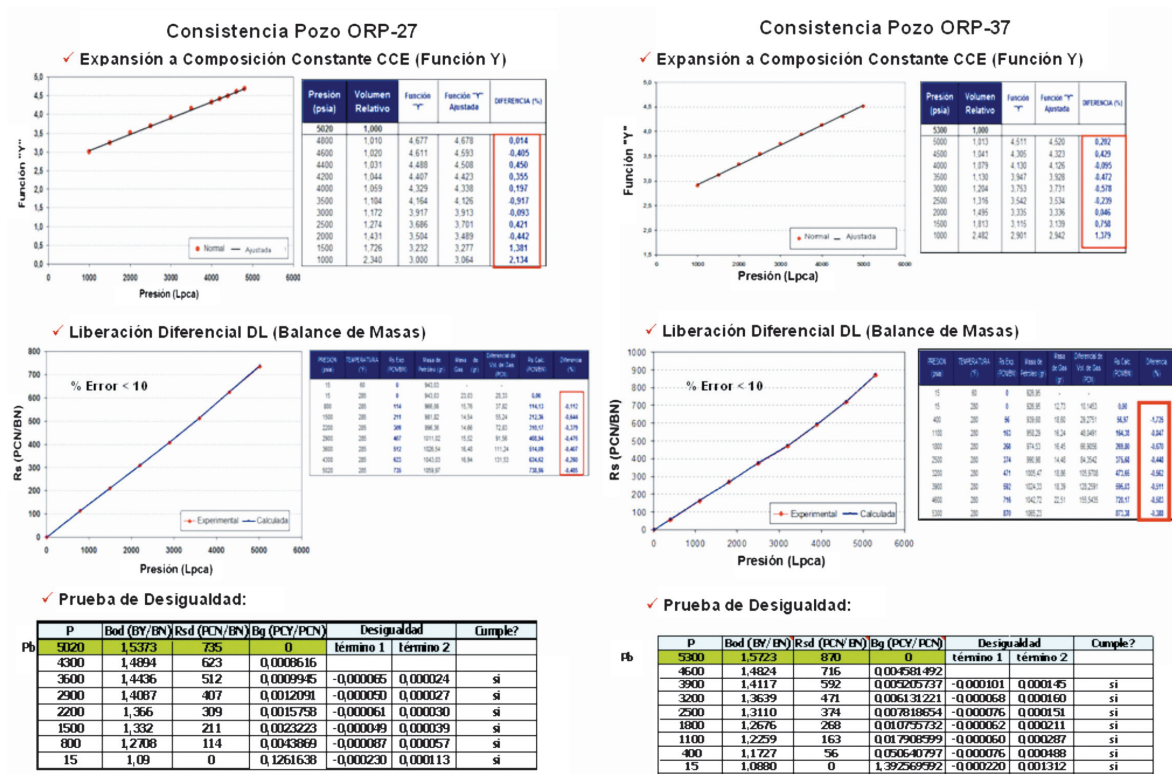


Figura 11. Prueba de Consistencia Análisis PVT, Pozos ORP-27 y ORP-37.

Ajuste de Ecuación de Estado

El ajuste de la ecuación de estado (EDE) tiene el objetivo de minimizar el porcentaje de diferencia entre los resultados experimentales de los análisis de fluido (PVT) y los calculados mediante la EDE, debido a que los pseudocomponentes de la mezcla de hidrocarburos son solo valores aproximados y no experimentales usándose estos como parámetros de regresión. En el ajuste de la EDE se utilizó la ecuación de Peng and Robinson de tres parámetros, seguidamente se disminuyó el número de componentes (se definieron ocho pseudocomponentes) a ser usados, manteniendo el N_2 , CO_2 y C_1 como componentes puros, con el fin de contar con una EDE que

pueda evaluar la inyección de estos fluidos. Seguidamente, se calibró la EDE por medio de las regresiones de los siguientes parámetros: Presión crítica (P_c), Temperatura crítica (T_c), volumen crítico (V_c), Volumen Shift (S_{shft}), Factor acéntrico (ω) y el coeficiente de interacción binaria (K_{ij}) a los componentes puros y la fracción más pesada (C_1 , C_{12}^+ , N_2 y CO_2), obteniéndose errores promedio menores al 10%.

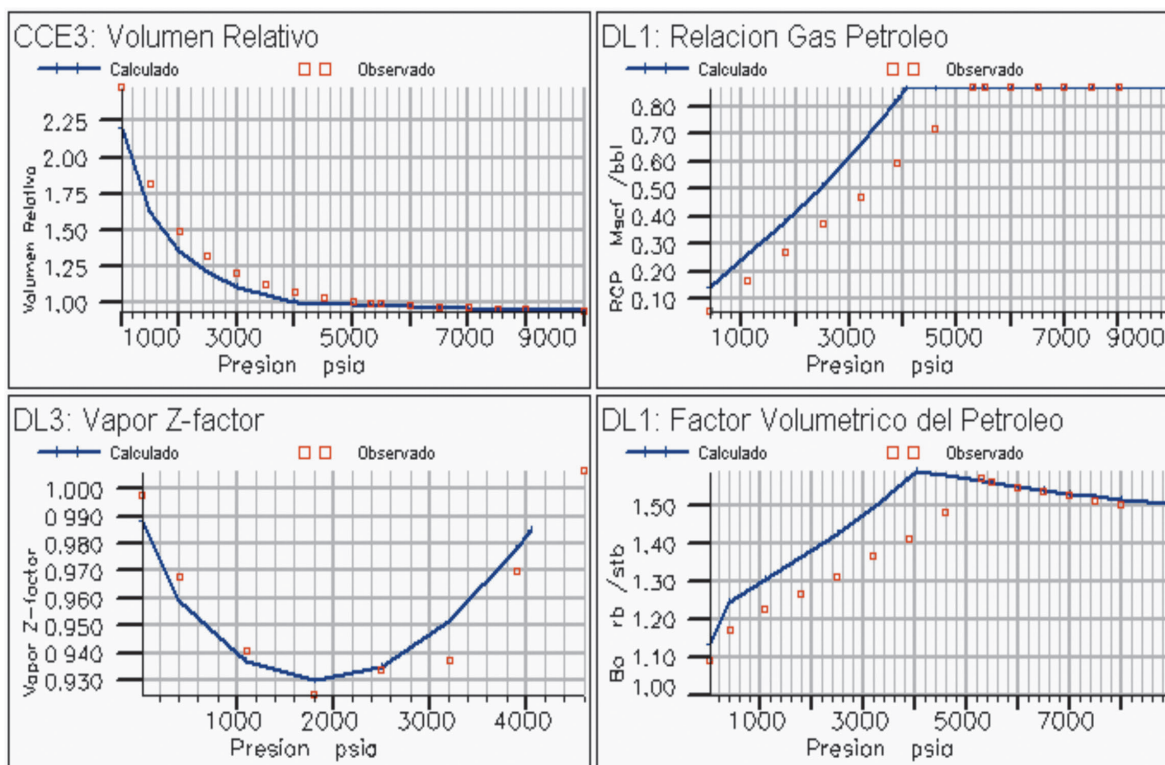


Figura 12. Ajuste de la Ecuación de Estado, Yacimiento SJN ORP-15.

En la Figura 13, se muestra el perfil de presión de saturación obtenido del ajuste de la EDE observándose un cotejo aceptable en la zona de crudo volátil del pozo ORP-26. Sin embargo, hacia la zona de crudo mediano mostró una tendencia promedio entre el ORP-27 y el ORP-37, para lo cual se hace necesario disponer de otro punto de muestreo y definir claramente su tendencia. Los perfiles de la variación de relación de gas petróleo inicial, C_1 y C_7^+ con la profundidad muestran un cotejo aceptable con los datos experimentales en toda la columna de fluidos. Adicionalmente, se puede apreciar el cambio composicional de la zona de petróleo volátil a la zona de petróleo negro del yacimiento. En general, el ajuste entre los valores experimentales de los PVT que fueron utilizados en el ajuste de la EDE y los calculados por la ecuación son aceptables ya que se obtuvieron diferencias entre ambos valores menores al 5% (Patete 2009).

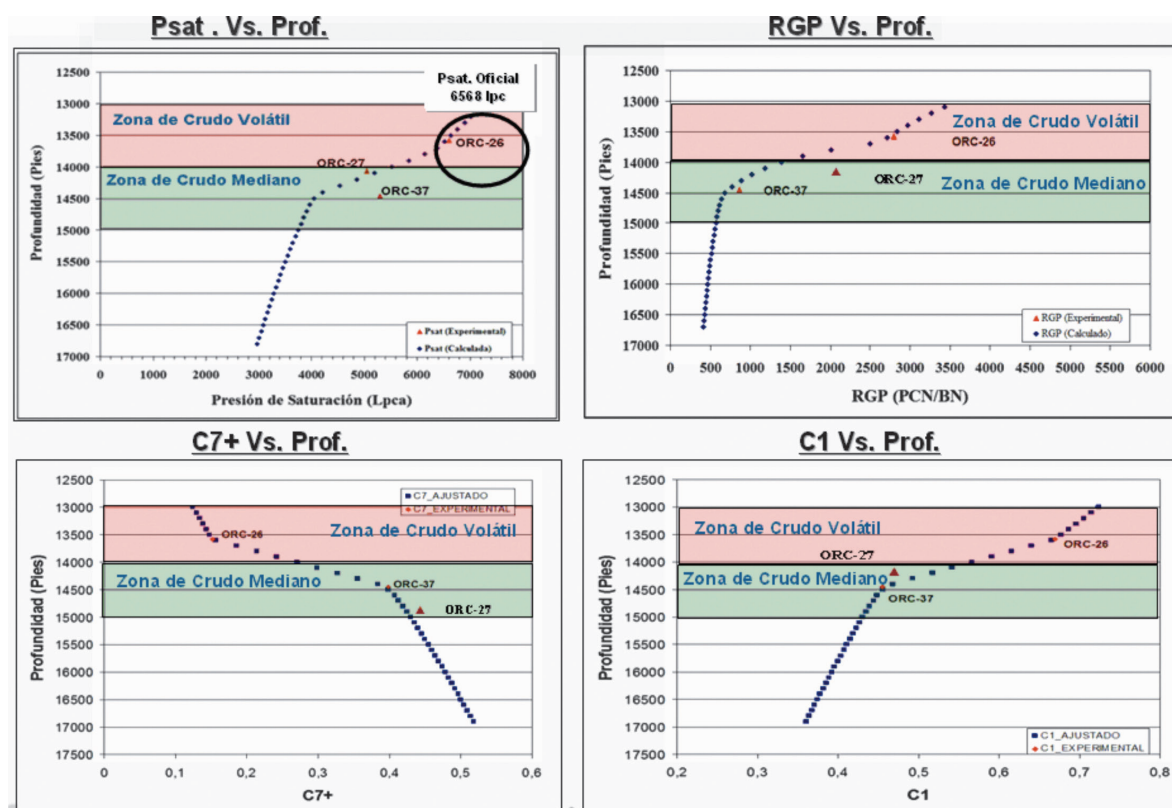


Figura 13. Variación de Presión de Saturación, RGP, C7+ y C1 con profundidad.

Debido a que en las muestras de los pozos ORP-27 y ORP-37 no se realizaron análisis de la viscosidad, se realizó el cotejo ajustando la correlación de Lohrenz, Bray y Clark (LBC) con los valores de viscosidad obtenidos del ORP-26 (petróleo volátil).

CONCLUSIONES

Los análisis PVT de las muestras de fluidos tomadas en los pozos ORP-27 y ORP-37 permitieron caracterizar la columna de hidrocarburo del yacimiento SJN ORP-15 como un reservorio con gradiente composicional (Zona de Crudo Volátil y Zona de Crudo mediano).

Existe buena conectividad lateral ya que se demostró mediante análisis C15 – que el sistema de fallas entre ambos pozos no son sellantes.

Los análisis de las curvas de precipitación de asfaltenos indican que los fluidos están por debajo del Onset de floculación. Por consiguiente, la fracción asfáltica en la pierna de petróleo está floculada.

Se estableció un intervalo de presión de saturación desde 5020 lpc (Zona de Crudo mediano) hasta 6568 lpc (Zona de Crudo Volátil).

No se observó capa de gas en el yacimiento SJN ORP-15.

Se ajustó una ecuación de estado para el Yacimiento SJN ORP-15, mediante el agrupamiento de ocho pseudocomponentes, utilizando la ecuación de Peng and Robinson de tres parámetros.

Se incrementó la producción en los pozos productores ubicados hacia los flancos, y se cerraron los pozos ubicados en la cresta, a fin de minimizar la declinación de presión en el yacimiento.

AGRADECIMIENTOS

A PDVSA por permitirnos presentar este trabajo y Karem Khan por confiar y creer.

NOMENCLATURA

C_1	=	Metano
C_2	=	Etano
C_3	=	Propano
C_7^+	=	Heptano plus
CCE	=	Expansión a composición constante.
CO_2	=	Dióxido de Carbono
m/m	=	masa entre masa
MMBL	=	Millones de barriles
MMPCNGD	=	Millones de pies cúbicos normales de gas diarios
N_2	=	Nitrógeno
PVT	=	Presión, Volumen, Temperatura
Red	=	Reductor
SJN	=	San Juan

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|--|
| Carvajal, G.A. Ortiz, K. <i>et al.</i> 2001. Field Experiences in Evaluation and Productivity Improvement Using Selective Hydraulic Fracturing in Deep Directional Wells. Orocual Field, Venezuela. Paper SPE 69582 presented at the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, 25-28 March. | Kaufman, R.L., Ahmed, A.S., Elsinger, R.J., 1990. Gas chromatography as a development and production tools for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico. In: GCSSEPM Foundation Ninth. |
|--|--|

- León, H. 2000. Evaluación Técnica de la Factibilidad de Inyectar Gas en el Yacimiento San Juan 06, Campo Orocual. Trabajo de Grado.
- León H., Marín J. 2008. Resultados Plan de Monitoreo y Captura de Información en el Pozo ORP-37 Formación San Juan Yacimiento SJN ORC-15 del Campo Orocual. PDVSA. Informe Técnico.
- Marín, J. León H. 2008. Resultados Plan de Monitoreo y Captura de Información en el Pozo ORP-27 Formación San Juan Yacimiento SJN ORC-15 del Campo Orocual. PDVSA. Informe Técnico.
- Patete, A. 2009. Ajuste de Ecuación de Estado Yacimiento SJN ORP-15 Campo Orocual. PDVSA. Informe Técnico.
- Peters, K.E. Fowler, M.G. 1990. Organic Geochemistry. 33 Annual Research Conference Proceedings, October 1.
- Smith, R. Bard, W. *et al.* 2000. Equation of State of a Complex Fluid Column and Prediction of Contacts in Orocual Field, Venezuela. Paper SPE 63088 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 1-4 October.
- Rojas, G. 2011. Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. Tercera Edición. Litprosas.