

CARACTERIZACIÓN TERMODINÁMICA DE UN RESERVORIO A ALTA PRESIÓN Y TEMPERATURA: CASO ESTUDIO LOTE 64

Víctor A. Huerta Quiñones^{1*}

*A quien debe dirigirse la correspondencia.

RESUMEN

El Descubrimiento del Campo Situche Central en el Lote 64 ha marcado un hito en la Industria del Petróleo del Perú, no solo por constituirse en el yacimiento de crudo liviano más importante descubierto en los últimos 25 años en la Cuenca Marañón, sino también, por los retos tecnológicos involucrados en la perforación de pozos a gran profundidad, y el manejo de los reservorios productores a presión de formación y temperatura de fondo altas.

La caracterización del comportamiento termodinámico de los hidrocarburos de un reservorio situado a gran profundidad, sometido a alta presión y temperatura de fondo, es una tarea sumamente importante que requiere entre otras tareas: verificar la estabilidad de las condiciones operativas durante el muestreo (presión de separador, temperatura de separador, GOR), verificar la representatividad de las muestras colectadas en fondo y/o superficie, y validar la consistencia de los ensayos de laboratorio, liberación flash, diferencial y ensayos de separadores. Una vez verificada la consistencia, se construirá el diagrama de fases para identificar si el yacimiento es de alto o bajo encogimiento, y si es necesario emplear una ecuación de estado o un set de tablas de propiedades para el modelamiento dinámico.

La construcción del diagrama de fases requirió aplicar las mejores prácticas de la industria en cuanto a la agrupación de los componentes más pesados (C_7^+), teniendo en consideración su alta incidencia en el comportamiento termodinámico de la mezcla hidrocarburos; procedimientos de ensayo y error, así como de regresión numérica, fueron definidos para lograr el mejor ajuste de la predicción de la ecuación de estado (EOS), y las observaciones de los experimentos de liberación flash y diferencial; finalmente, una vez calibrada la EOS y exportada la tabla PVT, se realizaron las predicciones en el modelo dinámico de simulación numérica.

Palabras claves: Caracterización Termodinámica, Yacimiento de Alta Presión, Diagrama de Fases

THE THERMODYNAMIC CHARACTERIZATION OF RESERVOIR AT HIGH PRESSURE AND TEMPERATURE: STUDY CASE BLOCK 64

ABSTRACT

The discovery Situche Central Field in Block 64, was a big step in the Petroleum Industry of Peru history, because it is the most important discovered place of light oil in the last 25 years in the Marañon Basin, also the technological challenges like: the drilling deep wells, the handling of reservoirs growers formation pressure and high temperature background, make it a defiance.

The characterization of the thermodynamic behavior of hydrocarbons from a reservoir located deep, under high pressure and temperature background, is an extremely important task which requires: verify the stability of the operating conditions during sampling (separator pressure, temperature separator, GOR), verify the representativeness of the samples collected in background and/or in surface, and validate the consistency of the

1. Jefe de Departamento de Desarrollo y Producción, PETROPERU S.A vhuerta@petroperu.com.pe



laboratory tests , flash release , differential and testing of separators. After verifying the consistency, the phase diagram is constructed to identify whether the site is high or low shrinkage, and if necessary use a state equation or a set of tables of properties for dynamic modeling.

The construction of the phase diagram required to apply the best practices of the industry in terms of the grouping of the heavier components (C7 +) , considering its high incidence in the thermodynamic behavior in the hydrocarbon mixture; trial and error procedures and numerical regression were defined to achieve the best fit of the prediction equation of state (EOS) and in the observations of experiments flash and differential release ; finally, once calibrated the EOS and exported the PVT table, predictions were made in the dynamic numerical simulation model .

Key words: Thermodynamic Characterization, High Pressure Reservoir, Phase Diagram

INTRODUCCIÓN

El Lote 64 se encuentra ubicado en los Distritos de Morona, Andoas y Pastaza, Provincia Datem del Maraón, Región Loreto. Está delimitado por el norte con la frontera con Ecuador y por el Sur con el Lote 144. El Área de Contrato actual es de 761,501 Ha (Ver Figura 1).



Figura 1. Mapa de ubicación del Lote 64

La Estructura Situche Central es una de las cinco principales estructuras identificadas en el Complejo Situche del Lote 64, descubierta con la perforación de dos pozos exploratorios (SC-64-15-2X y SC-64-15-3X); es un anticlinal fallado que tiene aproximadamente una longitud de 7.5 km, un ancho de 3.7 Km y un cierre vertical de aproximadamente 1,500 pies (desde la cresta hasta su cierre máximo o spill point). La Estructura Situche Central presenta cierre estructural en tres direcciones contra falla hacia el sur con dirección Oeste-Este (Ver Figura 2).

Los pozos perforados en la Estructura Situche Central, SC2X/ST1 y SC3X/ST2 descubrieron y probaron petróleo en el reservorio Vivian Inferior. Se encontró un reservorio de buena calidad de roca, comparable en términos de porosidad y permeabilidad a lo encontrado en el Lote 1AB, con un crudo de muy buena calidad, ligero de 36° API y baja viscosidad (0.5 c.p a 306°F). La presión de reservorio registrada fue de 6,876 psi a la profundidad de 15,967 pies MD (punto medio de zona productiva en el pozo SC-64-15-3X/ST2). Este valor fue obtenido a partir de pruebas de formación (DST), las cuales además arrojaron producciones de hasta 2,400 bopd con choque de 24/64” y 5,200 bopd con choque de 48/64” respectivamente en cada pozo, sin corte de agua, habiéndose calculado un Índice de Productividad de 5.24 bopd/psi por pozo. A pesar de no haber mostrado producción de agua durante las pruebas, se infiere que el mecanismo de impulsión de petróleo esperado en el reservorio Vivian Inferior es por empuje hidráulico, similar a otros reservorios de la Cuenca Maraón.

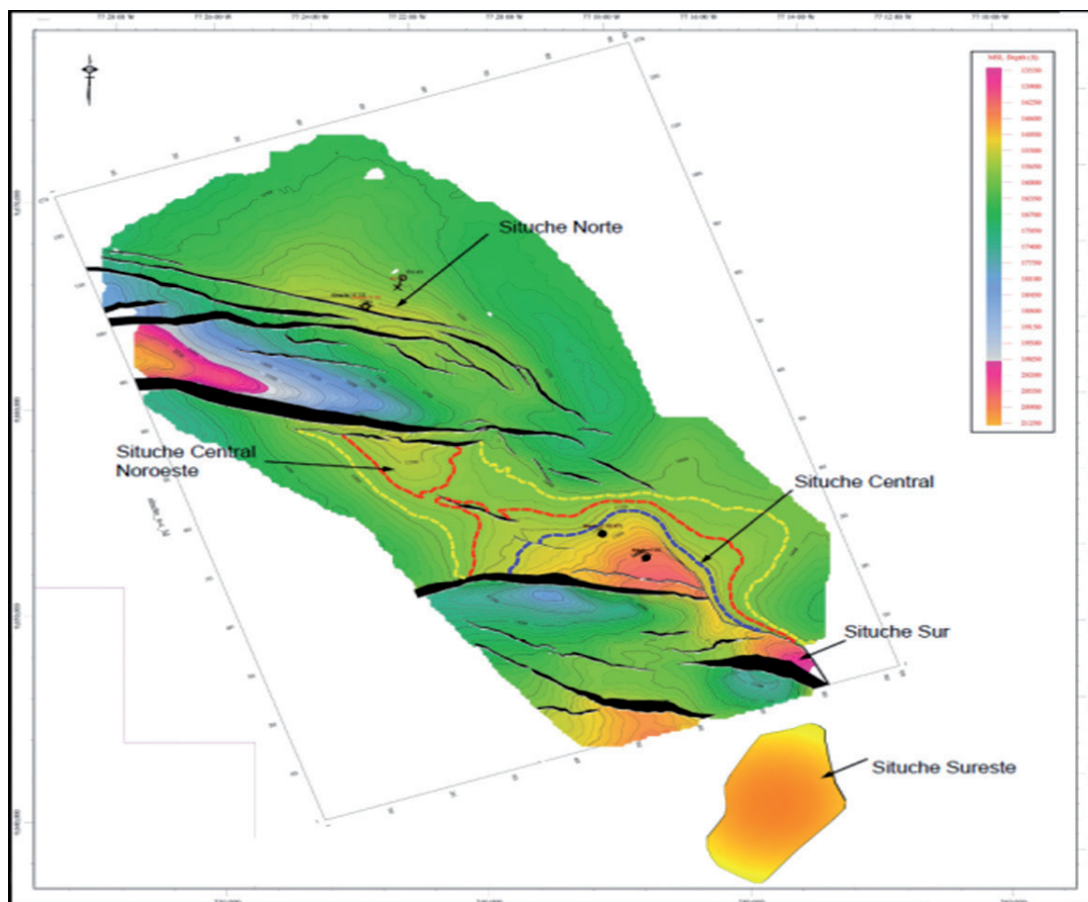


Figura 2. Rasgos Estructurales del Yacimiento Situche Central

1. COMPORTAMIENTO TERMODINÁMICO DE LOS RESERVORIOS CON ALTA PRESIÓN Y TEMPERATURA

Los reservorios a alta presión y temperatura de reservorio, usualmente a cifras superiores a los 6000 psia y 300 °F respectivamente, tienen una fracción molar importante del pseudocomponente C_7^+ (principalmente n-alcenos). En algunos casos, estos reservorios pueden exhibir un comportamiento termodinámico similar a los reservorios de gas condensado retrogrado a altas temperaturas, pero también se comportan como reservorios de petróleo, a menores temperaturas, debido especialmente a la presencia de las fracciones más pesadas¹.

La predicción del comportamiento termodinámico de este tipo de reservorios no es sencilla; especialmente si los fluidos son considerados como “near critical”, en el que en la mayoría de los casos no es fácil distinguir si el comportamiento de fase corresponde a un gas o líquido.

Sin embargo, los modelos tradicionales de ecuaciones de estado (EoS), llámese Peng-Robinson (PR) ó

Soave-Redlich-Kwong (SRK) podrían ser usados para caracterizar los hidrocarburos a alta presión y temperatura, siempre que se tenga en consideración una corrección en el volumen debido al fenómeno de expansión térmica [1]; incluso se han desarrollado EoS más sofisticadas que incluyen términos para contabilizar las elevadas fuerzas repulsivas que actúan a altas presiones.

La clave del éxito en una correcta caracterización termodinámica de hidrocarburos a alta presión y temperatura recae en los procedimientos de división de la fracción más pesada (e.g. mediante el método propuesto por Pedersen [2]) y el posterior agrupamiento en pseudocomponentes (e.g. mediante el método propuesto por Whitson [4-5]); ambas tareas deberán ser realizadas con bastante cuidado y probablemente se requiera efectuar sensibilidades que permitan obtener el mínimo número de subgrupos de pseudocomponentes que reduzcan el error en la calibración de la EoS y permitan corridas del modelo de simulación en tiempos razonables.

2. MODELO DE CARACTERIZACIÓN TERMODINÁMICA

Las muestras de hidrocarburos debidamente tomadas de pruebas de pozo a condiciones de estabilizadas de flujo [6] son analizadas en laboratorio, tanto para determinar el tipo de reservorio, a partir de un análisis de cromatografía y la construcción de un diagrama de fases, como para predecir el comportamiento de fase, ya sea a partir de la calibración de una ecuación de estado (EoS) en reservorios de alto encogimiento, o en un caso particular, en reservorios de bajo encogimiento, a partir de la construcción de tablas de propiedades de fluido dependientes principalmente de la presión, y también en algunos casos de la temperatura.

El análisis de cromatografía, los experimentos de liberación flash y diferencial, así como los ensayos de separador proporcionan la información necesaria tanto para construir los diagramas de fase, como las ecuaciones de estado y/o tablas PVT.

Para la validación de la consistencia de los ensayos PVT se han preparado algunos criterios dependiendo del comportamiento de fase [7-9]. En el caso de reservorios de petróleo negro, gas húmedo o seco, se sugiere que se desarrollen las siguientes pruebas:

- Prueba de Densidad
- Función “Y”
- Prueba de Balance de Materia
- Función de Desigualdad

De otro lado, en caso de reservorios de gas condensado y petróleo volátil [10], se recomienda la ejecución de las siguientes pruebas.

- Recombinación Matemática
- Balance Molar en el Separador y en las etapas de depletación del CVD
- Criterio Hoffman

Dependiendo en el grado de tolerancia que los evaluadores asignan a la comparación entre observaciones y predicciones en cada prueba, se podrían considerar consistentes o no. Si las pruebas son consistentes, sus resultados serán usados ya sea para preparar una tabla PVT (sin considerar los cambios composicionales del hidrocarburo), o calibrar una ecuación de estado; ambos se constituyen en entregables para los modelos de simulación numérica. La Figura 3 muestra el flujograma de modelamiento PVT y caracterización termodinámica de hidrocarburos [11].

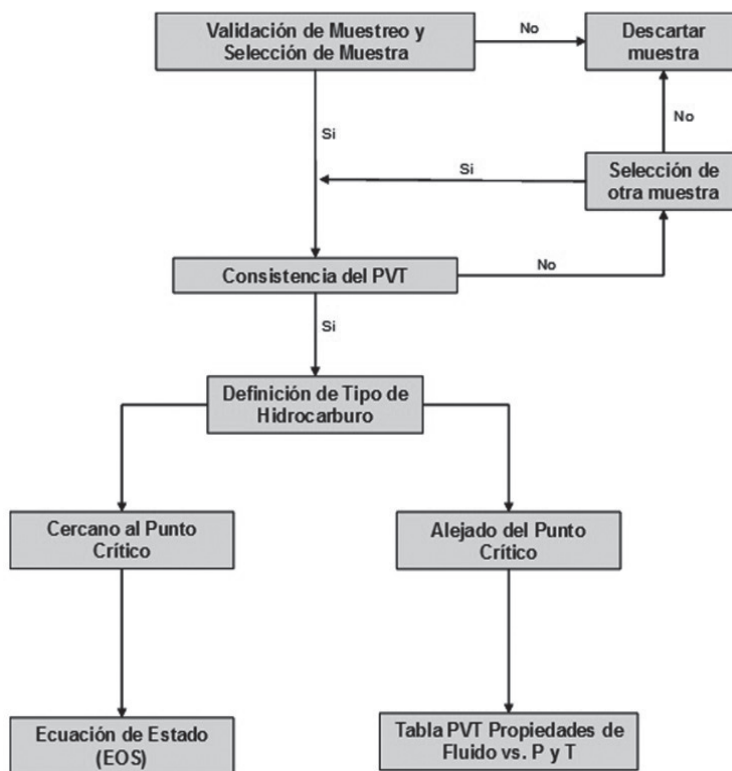


Figura 3. Flujograma del Modelo de Caracterización Termodinámica

3. CASO ESTUDIO: YACIMIENTO SITUCHE CENTRAL, LOTE 64

3.1 ANÁLISIS PVT DEL RESERVORIO VIVIAN INFERIOR

3.1.1 Descripción General del Análisis PVT

- Se tomaron 5 muestras representativas de fondo de pozo, así como, algunas muestras superficiales y del choke manifold durante la prueba de flujo extendida.
- Se caracterizó el reservorio Vivian inferior como de petróleo negro subsaturado.
- Las pruebas de la función “Y” y de desigualdad validaron la consistencia de los experimentos PVT.
- Se definieron 5 pseudocomponentes para la fracción C7+ de acuerdo al método Whitson.
- Se confirmó el punto de burbuja @ 1322 psia y 306 °F con menos de 3% de error.
- El Análisis de regresión arrojó un buen ajuste entre las observaciones y predicción de la ecuación de estado, con un error promedio menor al 10%.
- Las Tablas PVT fueron exportadas para la simulación numérica de reservorios.

Las características del reservorio Vivian Inferior y los fluidos descubiertos en el yacimiento Situche Central, a partir de pruebas PVT y DST, en los pozos SC2X y SC3X, se resumen en la Tabla 1.

3.1.2 Composición y Propiedades de los Hidrocarburos

Se realizaron análisis PVT en muestras representativas de fondo y superficie tomadas en los pozos SC2X-ST1 y SC3X-ST2. Durante el análisis PVT se realizaron diferentes experimentos, los cuales se detallan a continuación.

1. Recombinación Matemática

La recombinación matemática basada en reglas termodinámicas demuestra la consistencia de la composición de los fluidos del reservorio Vivian Inferior (ver Tabla 2 y 3).

El criterio estandar para validar la consistencia de una muestra de hidrocarburos sugiere que la tolerancia en la comparación de la composición obtenida mediante las recombinaciones física y matemática sea menor a 2% y 5% para las fracciones C1 y C7+ respectivamente; en ambos casos se cumple con el criterio de consistencia.

De los ensayos CCE y DL se distingue un reservorio de petróleo negro, inicialmente bajo-saturado, con un Bo de bajo encogimiento y relativamente moderado GOR.

De los ensayos CCE y DL (Ver Tablas 4 y 5) se distingue un reservorio de petróleo negro, inicialmente bajo-saturado, con un Bo de bajo encogimiento y relativamente moderado GOR (Ver Figura 4).

Tabla 1. Características del Fluido de Reservorio

Reservorio: Vivian Inferior Tipo de Fluido: Petróleo		Referencia
Área acres	4944	@ - 15500 ft ss (GWC del caso 2P)
Presión de Reservorio Datum ftMD	6876 psi@ - 15961 ft	SC3X DST
Temperatura de Reservorio °F	306	SC3X DST
Presión de Burbuja psia	1322	SC3X PVT Analysis
Gravedad Específica °API	36	SC3X Multistage Flash Analysis
Viscosidad (@ Pb) cp	0.56	SC3X PVT Analysis
Gravedad de Gas ¹	1.0	SC3X Multistage Flash Analysis
Gravedad del Agua ²	1.08	Correlation, at Pres, Tres
Salinidad del Agua ppm Cl ⁻	50	SC3X core analysis
GOR en solución scf/stb	404	SC3X Single Stage Flash Analysis
GOR corregido scf/stb	329	SC3X Multistage Flash Analysis
Bo	1.251	SC3X PVT Analysis, Multistage Flash Analysis
H ₂ S ppm vol/vol in gas	Menos de 100 ppm	Del pozo SC3X DST
CO ₂ mol % in gas	Menos de 6%	SC3X PVT Analysis, Multistage Flash Analysis
N ₂ mol % in gas	1.1	SC3X PVT Analysis gas sample 4.02
Nota:		
1. Gravedad especifica del gas es relativo a la densidad del aire (1.293 Kg/m ³) a condiciones estándar		
2. Gravedad especifica del agua es relativo al agua pura (1000 kg/m ³) a condiciones estándar		

Tabla 2. Composición del Petróleo @ 6876 psia y 306°F

Componente	M (g/mol)	Gas		Líquido		Fluido Monofásico	
		WT%	Mole%	WT%	Mole%	WT%	Mole%
CO2	44	7,83	5,93	0	0	0,83	2,55
H2S	34	0	0	0	0	0	0
Nitrogeno	28	0,8	0,95	0	0	0,08	0,41
Metano	16	21,49	44,76	0	0	2,28	19,11
Etano	30	13,42	14,91	0	0	1,42	6,36
Propano	44	20,29	15,37	0,15	0,71	2,28	6,97
IC4	58	5,24	3,01	0,12	0,44	0,66	1,54
NC4	58	12,71	7,3	0,54	1,95	1,83	4,24
IC5	72	5,38	2,49	0,66	1,91	1,16	2,16
NC5	72	4,91	2,27	0,84	2,44	1,27	2,37
C6	84	3,78	1,5	1,93	4,83	2,15	3,44
M-C Pentano	84	0,76	0,3	0,63	1,57	0,64	1,03
Benceno	78	0,09	0,04	0,09	0,23	0,09	0,15
Ciclohexano	84	0,4	0,16	0,45	1,16	0,46	0,73
C7	96	1,31	0,46	2,54	5,56	2,41	3,38
M-C Hexano	93	0,51	0,17	1,37	2,92	1,28	1,75
Tolueno	92	0,16	0,06	0,34	0,78	0,32	0,47
C8	107	0,46	0,15	3,59	7,04	3,26	4,1
E-Benceno	106	0,02	0,01	0,12	0,25	0,11	0,14
M(p-x)	106	0,04	0,01	0,61	1,21	0,55	0,7
O- Xiene	106	0,01	0	0,29	0,57	0,26	0,33
C9	121	0,23	0,06	3,36	5,84	3,03	3,37
C10	134	0,08	0,02	4,43	6,93	3,97	3,98
C11	147	0,03	0,01	3,69	5,27	3,3	3,03
C12	161	0,01	0	3,43	4,53	3,11	2,6
C13	175	0	0	3,83	4,65	3,47	2,67
C14	190	0	0	3,38	3,73	3,02	2,14
C15	206	0	0	3,54	3,61	3,16	2,07
C16	222			3,08	6,91	2,75	1,67
C17	237			2,83	2,51	2,53	1,44
C18	261			2,93	2,45	2,62	1,41
C19	263			2,81	2,24	2,51	1,29
C20	275			2,42	1,84	2,16	1,06
C21	291			2,3	1,66	2,06	0,95
C22	305			2,18	1,5	1,95	0,86
C23	318			2	1,32	1,79	0,76
C24	331			1,89	1,2	1,69	0,69
C25	345			1,75	1,06	1,56	0,61
C26	359			1,67	0,93	1,49	0,56
C27	374			1,63	0,91	1,46	0,52
C28	383			1,53	0,83	1,37	0,48
C29	402			1,49	0,78	1,33	0,45
C30	416			1,42	0,72	1,27	0,41
C31	430			1,33	0,65	1,19	0,37
C32	444			1,22	0,58	1,09	0,33
C33	458			1,14	0,52	1,02	0,3
C34	472			1,07	0,47	0,95	0,27
C35	486			1,03	0,44	0,92	0,25
C36+	750			22,21	6,22	19,86	3,56
Total			100		100		100
MW			33,41		209,92		134,57

Tabla 3. Recombinación de las Muestras de G/L

Recombinación de las muestras de gas y líquido.					
Sample 604; Cylinder SSB23549-IB; Depth 15000 ft MD					
RGC (SCF/STB)-	404		A-	1,06	
□ (lb/STB)	296,55		B-	1,42	
M (Lb-mol/mol)-	209,92		C-	249	
Componente	Y	X	Z Calc	Z Real	Error %
CO2	5,98	0	2,65	2,55	-0,41
N2	0,95	0	0,407	0,41	0,79
C1	44,76	0	19,164	19,11	-0,28
C2	14,91	0	6,384	6,36	-0,37
C3	15,37	0,71	6,967	6,97	-0,24
C4	3,01	0,44	1,54	1,54	-0,002
NC4	7,3	1,96	4,241	4,24	-0,01
C5	2,49	1,91	2,158	2,15	0,08
NC5	2,27	2,44	2,367	2,37	0,12
C6	1,5	4,88	3,433	3,44	0,21
C7	0,96	8,52	5,283	5,29	0,13
C8	0,38	10,74	6,304	6,32	0,25
C9	0,08	7,87	4,535	4,54	0,12
C10	0,02	6,93	3,971	3,96	0,21
C11		5327	3,014	3,03	0,54
C12		4,53	2,59	2,6	0,37
C13		4,65	2,669	2,67	0,41
C14		3,73	2,133	2,14	0,33
C15		3,61	2,064	2,07	0,27
C16		2,91	1,664	1,67	0,35
C17		2,51	1,435	1,44	0,32
C18		2,45	1,401	1,41	0,64
C19		2,24	1,281	1,29	0,7
C20		1,84	1,062	1,06	0,74
C21		1,66	0,949	0,95	0,08
C22		1,5	0,858	0,86	0,26
C23		1,32	0,755	0,76	0,68
C24		1,2	0,686	0,69	0,55
C25		1,06	0,606	0,61	0,63
C26		0,98	0,56	0,56	-0,07
C27		0,91	0,52	0,52	-0,07
C28		0,83	0,475	0,48	1,12
C29		0,78	0,446	0,45	0,88
C30		0,72	0,412	0,41	-0,42
C31		0,66	0,372	0,37	-0,46
C32		0,58	0,332	0,33	-0,51
C33		0,52	0,297	0,3	0,88
C34		0,47	0,269	0,27	0,46
C35		0,44	0,252	0,25	-0,64
C36+		6,25	3,574	3,53	-1,25
Para todos los casos Absoluto ($\Delta Z/Z$)<5% la recombinación es consistente					
C7+	1,44	78,76	45,656	45,8	0,32

Tabla 4. Ensayo de Expansión a Composición Constante – CCE (1)

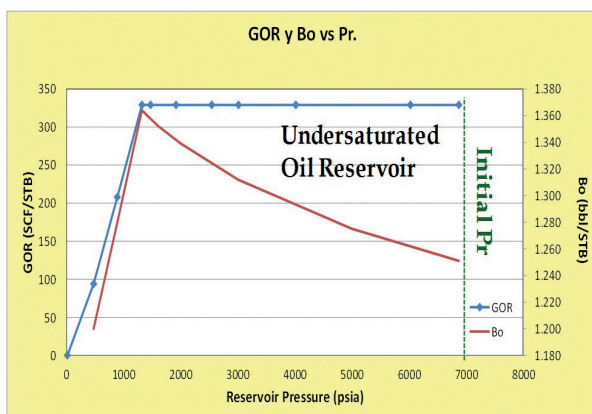
SC 3X_D ST1_PVT						
Constant Composition Expansion at 306.0 °F (Sample 6.04)_CCE						
Sample 6.04; Cylinder SSB 23549-IB. Depth 15000 ft MD						
Pressure (PSI)	Relative Vol	% Liquid	% Liquid	Liquid density	Yfunction	Compresibility
	V _r =V/V _{sat}	V _l /V _{sat}	V _l /V _{total}	(g/cm ³)		(10 ⁻⁶ /psia)
1	12015	0,882		0,761		6,648
2	8999	0,901		0,745		7,717
3	6876	0,917		0,731		9,194
4	5004	0,935		0,717		11,676
5	3005	0,962		0,697		17,55
6	2002	0,981		0,683		23,751
7	1610	0,991		0,677		27,447
8	1415	0,997		0,673		29,698
Pb	1322	1	100	100,044	0,671	30,89
10	1276	1,016	99,66	98,116	2,305	
11	1220	1,036	99,2	95,721	2,3	
12	1159	1,061	98,662	92,964	2,294	
13	1091	1,093	98,124	89,814	2,288	
14	1006	1,138	97,485	85,665	2,281	
15	818	1,272	96,96	75,42	2,264	
16	624	1,498	94,337	62,966	2,245	
17	403	2,025	92,48	45,674	2,225	

Tabla 5. Ensayo de Liberación Diferencial – DL

	Pressure (psia)	Measured GOR (scf/bbl)	Corrected GOR (scf/bbl)	Measured FVF	Corrected FVF
Single Phase Data					
1	12,015	589	329	1,423	1,202
2	8,999	589	329	1,454	1,229
Pi	6,876	589	329	1,48	1,251
4	5,004	589	329	1,509	1,275
5	3,005	589	329	1,552	1,312
6	2,002	589	329	1,584	1,339
7	1,61	589	329	1,6	1,352
8	1,415	589	329	1,609	1,36
Pb	1,322	589	329	1,614	1,363
Single Phase Data					
Pb	1,322	589	329	1,615	1,364
1	890	445	208	1,515	1,28
2	375	310	94	1,421	1,2

Tabla 6. Viscosidad del Fluido de Reservorio @ 306°F

	Pressure (psia)	Viscosity @ Tres (cP)
1	12,015	0,774
2	10,046	0,695
3	8,039	0,613
Pi	6,876	0,562
5	6,028	0,526
6	4,02	0,445
7	3,15	0,407
8	2,545	0,392
9	1,919	0,372
10	1,475	0,36
Pb	1,322	0,356
12	1,097	0,381
13	849	0,411
14	616	0,439
15	15	0,63


Figura 4. Comportamiento del GOR y Bo vs. Pr @ 306°

3.1.3 Validación de las Pruebas PVT en el reservorio Vivian Inferior

Se realizó un procedimiento de validación de la consistencia del PVT, utilizando las técnicas de recombinación matemática, función “Y” y ensayo de liberación diferencial (prueba de desigualdad). De esta manera, tanto la composición de fluido de reservorio reportada, como los resultados de la variación de las propiedades de fluido con la presión, en los ensayos de expansión a composición constante (CCE) y liberación diferencial fueron validados con una tolerancia menor al 3%.

1. Validación mediante la Función “Y”

Los sistemas compuestos básicamente por hidrocarburos muestran una relación lineal de la Función “Y” con

la presión. Si el crudo presenta un alto contenido de componentes que no son hidrocarburos, la Función “Y” se aleja del comportamiento lineal.

La Tabla 7 y la Figura 5 muestran la estimación de la Función “Y” en cada etapa del Ensayo de Expansión a Composición Constante y su consiguiente desviación de la Función “Y” corregida.

Para la validación de la muestra PVT mediante la Función “Y” se siguieron los siguientes pasos:

- (1) Cálculo de la Función “Y” para todas las presiones debajo de la presión de saturación usando la ecuación (1).

$$Y = \frac{P_{sat} - P}{P(V_{rel} - 1)} \quad (1)$$

Tabla 7. Cálculo de la Función Y

P	V/Vb (Vrel)	Función Y	Función Y (Corregida)	Error %
12015	0,882
8999	0,901
6876	0,917
5004	0,935
3005	0,962
2002	0,981
1610	0,991
1415	0,997
1322	1
1276	1,016	2,253	2,296	1,86
1220	1,036	2,322	2,292	-1,34
1159	1,061	2,306	2,287	-0,81
1091	1,093	2,277	2,282	0,23
1006	1,138	2,276	2,276	-0,03
818	1,272	2,265	2,261	-0,17
624	1,498	2,246	2,247	0,02
403	2,225	2,225	2,23	0,23

- (2) Gráfico de la Función “Y” versus la Presión en la escala cartesiana.

- (3) Estimación de los coeficientes (a y b) de la recta que mejor ajustan los datos de la gráfica; estos son utilizados para determinar la Función “Y” corregida.

$$a = 0.0000755326$$

$$b = 2.1995384899$$

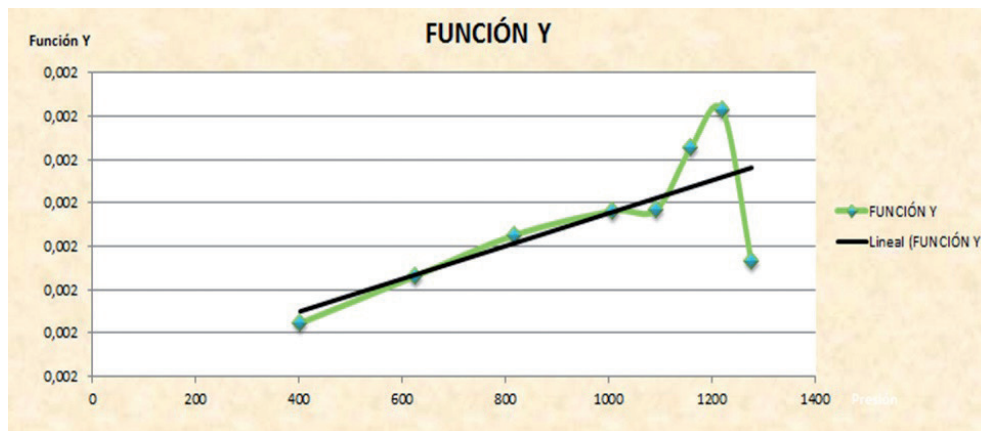


Figura 5. Función Y versus la Presión

2. Prueba de Desigualdad

Esta prueba nos indica que la validez de una prueba PVT se basa en el hecho que se cumpla la siguiente desigualdad (ecuación 2).

$$\frac{\partial B_{od}}{\partial P} < B_g \frac{\partial R_{sd}}{\partial P} \tag{2}$$

En la Tabla 8, se aprecia la consistencia de la Prueba de Liberación Diferencial, para presiones menores a la presión de burbuja (1322 psi), con lo cual se valida la prueba PVT.

3.2 Análisis Termodinámico y Fisicoquímico de los Hidrocarburos de Vivian Inferior

3.2.1 Modelamiento del Comportamiento de Fase

Para modelar el comportamiento de fase, fue necesario en primer lugar, hacer un trabajo de agrupamiento de los pseudocomponentes pesados de la fracción C₇⁺, utilizando esquemas termodinámicos como el de Whitson. El método Whitson se basa en determinar el

número de agrupamientos de la fracción C₇⁺ (N_g), y define los rangos de pesos moleculares (M_i), para la formación de tales grupos.

Las ecuaciones 3 y 4, permiten definir N_g y los valores de M_i como se indica a continuación:

$$N_g = Int[1 + 3.3 \log(N - n)] \tag{3}$$

$$M_i = M_{c7} \left[\frac{M_{N+}}{M_{c7}} \right]^{\frac{1}{N_g}} \tag{4}$$

De esta manera, se definieron los siguientes 5 grupos de pseudocomponentes C₇⁺, con sus respectivas propiedades, como se indican en las Tablas 9 y 10.

Finalmente, se construyó un diagrama de fase y un diagrama ternario de la mezcla de hidrocarburos del reservorio Vivian Inferior con un software comercial de modelado (Ver Figura 6).

Tabla 8. Validación de la Prueba PVT mediante la Prueba de Desigualdad

PRESURE	Rs	Liquid Density	Bo	Z	Bg	DBo/DP	(DRs/DP) Bg	Consistency
	SCF/STB	Lb/ft3	bbl/STB		bbl/SCF			
1322	329	41,808	1,364	0,81	0,00237			
890	208	44,7406	1,28	0,913	0,00396	0,00019	0,00111	V
475	94	48,7968	1,2	0,932	0,00757	0,00019	0,00208	V

La Caracterización termodinámica del hidrocarburo muestreado en el reservorio Vivian Inferior, del Yacimiento Situche Central permitió reconocer un nuevo tipo de reservorio en la región, que si bien es cierto no llegaría a ser catalogado como petróleo volátil (de alto encogimiento), contiene un fracción considerable de componentes C₃⁺ (> 30%) en la fase gaseosa, lo que contribuiría en reducir el API y la viscosidad del hidrocarburo líquido producido. Asimismo, cabe señalar que el modelo resulta del comportamiento de fase resultó ser representativo, ya que al simular la estimación de la presión de burbuja se obtuvo una cifra

en el 3% de variación, respecto al valor medido en el experimento CCE.

Tabla 9. Agrupamiento de Pseudocomponentes 9 C7+

Pseudocomponent	Fractions
MC7A	C ₇ -C ₁₀
MC7B	C ₁₁ -C ₁₅
MC7C	C ₁₆ -C ₂₃
MC7D	C ₂₄ -C ₃₅
MC7E	C ₃₆ ⁺

Tabla 10. Propiedades de los Grupos de los Pseudocomponentes C7

PSEUDO-COMPONENT	MOLE %	M lb-mol/mol	DENSITY gr/cc
CO2	2,55
N2	0,41
C1	19,11
C2	6,36
C3	6,97
IC4	1,54
NC4	4,24
IC5	2,16
NC5	2,37
C6	3,44
MC7A	20,13	114,3	0,763
MC7B	12,51	181,3	0,813
MC7C	9,44	266,9	0,854
MC7D	5,24	400,3	0,9
MC7E	5,53	750	1,01
	100		

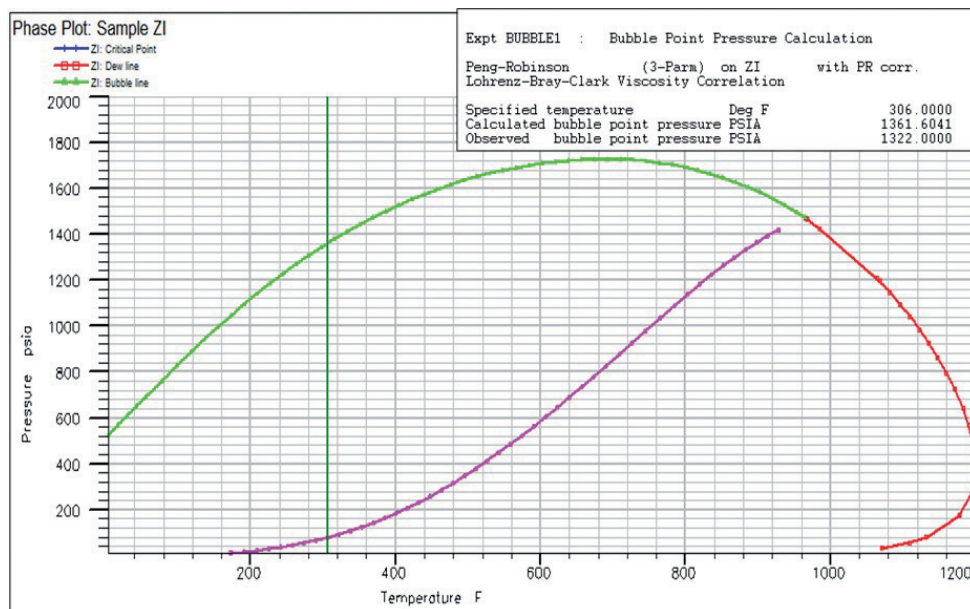


Figura 6. Diagrama de Fase del Fluido de Reservorio –Vivian Inferior

3.2.2 Calibración de la Ecuación de Estado

Se utilizó una ecuación de estado (EoS) Peng-Robinson con la corrección volumétrica para el modelamiento del comportamiento de fase en Vivian Inferior. Se otorgaron distintos pesos a cada una de las propiedades a cotejar en el ajuste de la EoS, otorgándose especial prioridad a la presión de burbuja, GOR, Bo y viscosidad (Ver Figura 7, 8, 9 y 10). Los resultados de la calibración de la ecuación de estado muestran un muy buen ajuste en términos

generales, en la mayoría de casos menor al 10%, entre la variable observada y calculada (Ver Tabla 11).

3.2.3 Tablas PVT para la Simulación de Reservorios

Finalmente, teniendo en cuenta que se definió el tipo de reservorio como black oil, solo fue necesario exportar las tablas de propiedades de petróleo y gas natural al modelo de simulación numérica del Yacimiento Situche Central (Tablas 12 y 13).

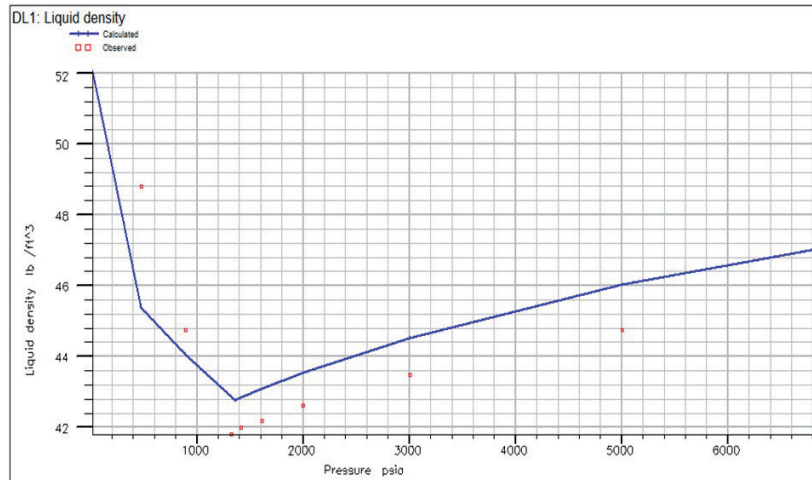


Figura 7. Calibración de la Densidad del Líquido

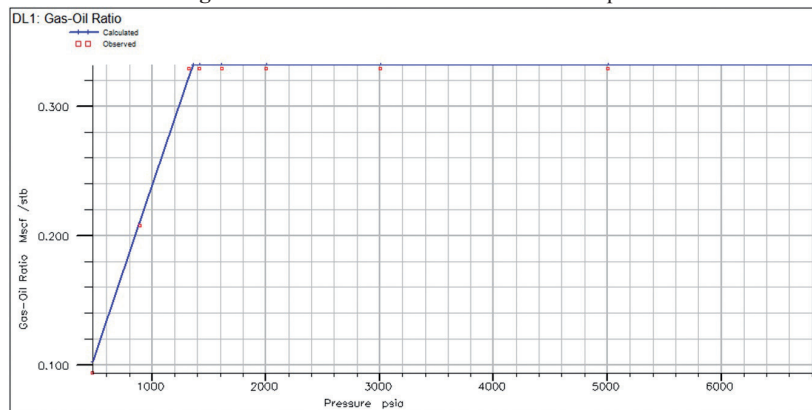


Figura 8. Calibración del GOR

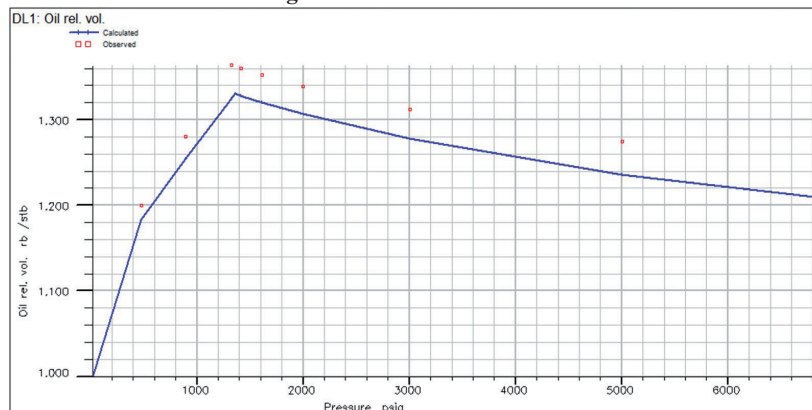


Figura 9. Calibración del FVF

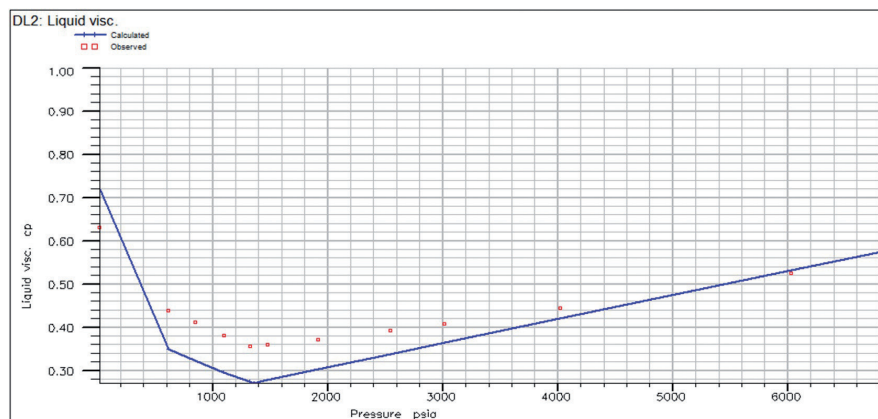

Figura 10. Calibración de la viscosidad del Petróleo

Tabla 11. Resumen de la Calibración de la Ecuación de Estado

EXPERIMENT	OBSERVATION	UNITS	WEIGHT	ERROR %
BUBBLE1	St. Pressure	psia	200	3
CCE1	Relative Vol	dimensionless	1	6,3
DL0	Liquid Density	lb/ft ³	0	2,3
DL1	Gas-Oil Ratio	Mscf/stb	100	2
DL1	Oil rel. Col.	dimensionless	100	2,5
DL2	Liquid visc.	cP	200	12,3

Tabla 12. PVT de las propiedades del Petróleo

Dry Gas PVT Properties		
No Vapourised Oil		
Pressure	Gas FVF	Gas Visc
psia	rb/Mscf	cP
14,6959	261,3765	0,0128
475,0000	7,6232	0,0144
890,0000	3,9984	0,0154
1322,0000	2,6660	0,0163
1361,6041	2,5874	0,0164
1415,0000	2,4885	0,0165
1610,0000	2,1846	0,0170
2002,0000	1,7592	0,0180
3005,0000	1,1988	0,0212
4004,0000	0,9397	0,0249
5004,0000	0,7945	0,0286
5499,8576	0,7445	0,0304
5995,7151	0,7039	0,0323
6876,0000	0,6486	0,0351

Tabla 13. Tabla PVT de las propiedades del Petróleo.

Live Oil PVT			
Dissolved Gas			
Oil GOR	Psat	Oil FVF	Oil Visc
Mscf/stb	psia	rb/stb	cP
0,0000	14,6959	1,0843	1,7211
	475,0000	1,0817	1,7728
	890,0000	1,0795	1,8179
	1322,0000	1,0773	1,8634
	1361,6041	1,0771	1,8675
	1415,0000	1,0769	1,8730
	1610,0000	1,0760	1,8930
	2002,0000	1,0742	1,9322
	3005,0000	1,0701	2,0279
	4004,5000	1,0664	2,1169
	504,0000	1,0632	2,2003
	5499,8576	1,0617	2,2398
	5995,7151	1,0603	2,2780
	6876,0000	1,0580	2,3431
0,1019	475,0000	1,1830	0,3672
	890,0000	1,1708	0,3988
	1322,0000	1,1596	0,4315
	1361,6041	1,1587	0,4345
	1415,0000	1,1574	0,4385
	1610,0000	1,1529	0,4531
	2002,0000	1,1445	0,4824
	3005,0000	1,1263	0,5564
	4004,5000	1,1116	0,6287
	5004,0000	1,0994	0,6993
	5499,8576	1,0940	0,7337
	5995,7151	1,0890	0,7677
	6876,0000	1,0810	0,8270
0,2107	890,0000	1,2538	0,3137
	1322,0000	1,2392	0,3420
	1361,6041	1,2380	0,3446
	1415,0000	1,2363	0,3480
	1610,0000	1,2306	0,3608
	2002,0000	1,2198	0,3863
	3005,0000	1,1969	0,4512
	4004,5000	1,1786	0,5152
	5004,0000	1,1636	0,5783
	5499,8576	1,1570	0,6092
	5995,7151	1,1510	0,6399
	6876,0000	1,1413	0,6936
0,3261	1322,0000	1,3250	0,2714
	1361,0000	1,3234	0,2736
	1415,0000	1,3213	0,2766
	1610,0000	1,3139	0,2875
	2002,0000	1,3002	0,3095
	3005,0000	1,2715	0,3657
	4004,5000	1,2490	0,4216
	5004,0000	1,2306	0,4771
	5499,8576	1,2227	0,5045
	5995,7151	1,2154	0,5318
	6876,0000	1,2039	0,5798
0,3368	1361,6041	1,3314	0,2681
	1415,0000	1,3293	0,2710
	1610,0000	1,3217	0,2818
	2002,0000	1,3077	0,3034
	3005,0000	1,2784	0,3589
	4004,5000	1,2555	0,4141
	5004,0000	1,2368	0,4690
	5499,8576	1,2288	0,4690
	5995,7151	1,2214	0,5230
	6876,0000	1,2096	0,5705
0,3514	1415,0000	1,3401	0,2636
	1610,0000	1,3323	0,2742

3.3 Aplicación en el Modelo de Simulación del Yacimiento Situche Central

Las tablas PVT generadas en la sección anterior para modelar las propiedades del petróleo y gas disuelto fueron empleadas exitosamente en el modelo conceptual de simulación numérica del Yacimiento de Situche Central. Teniendo en cuenta que el modelo ha sido elaborado considerando el reservorio Vivian Inferior, solo fue necesario definir una región de fluido. Para tomar en cuenta parcialmente el cambio composicional con la profundidad, se definió una tasa de razón de solubilidad respecto a la profundidad, teniendo en cuenta que el campo fue modelado como “black oil”. El modelo fue empleado para evaluar algunas estrategias

de desarrollo considerando diferentes trayectorias de pozo (vertical, direccional u horizontal), diferentes tamaño de acuífero, así como también, un rango razonable de número de pozos (entre 6 y 9, de acuerdo al comportamiento de campos análogos en el Lote 1AB) a fin de evaluar el factor de recobro esperado; luego de algunas ejecuciones del modelo base de simulación conceptual, se encontró una combinación óptima de 6 pozos (verticales + direccionales) para alcanzar un factor de recobro de 40% en el Yacimiento Situche Central (Ver Figura 11). Asimismo, se obtuvieron los siguientes perfiles de producción de cada pozo productor, cuya forma tipo y parámetros de declinación fueron usados posteriormente en un modelo de predicción probabilístico de la producción (Ver Figura 12).

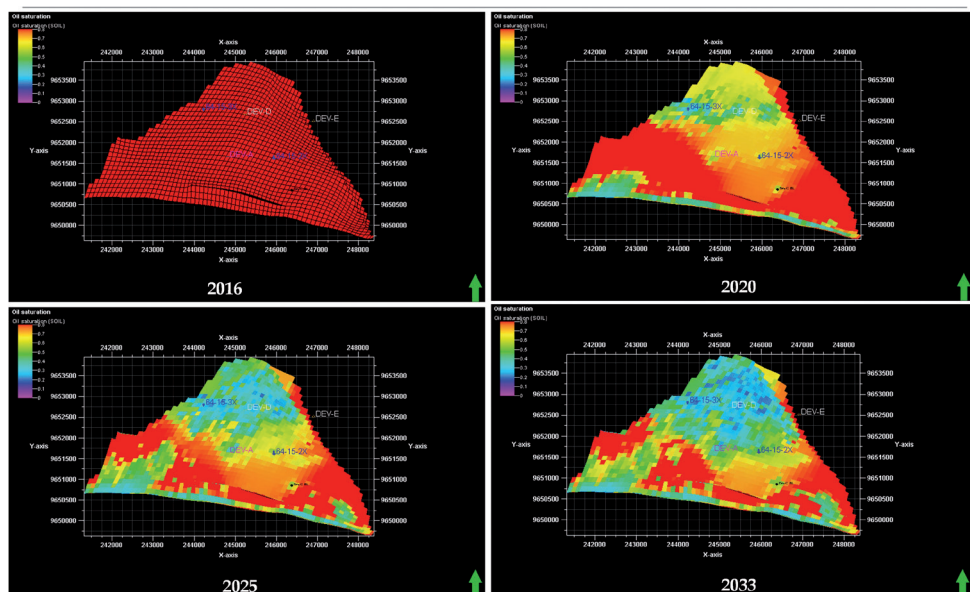


Figura 11. Evolución del Recobro de Hidrocarburos – Campo Situche Central

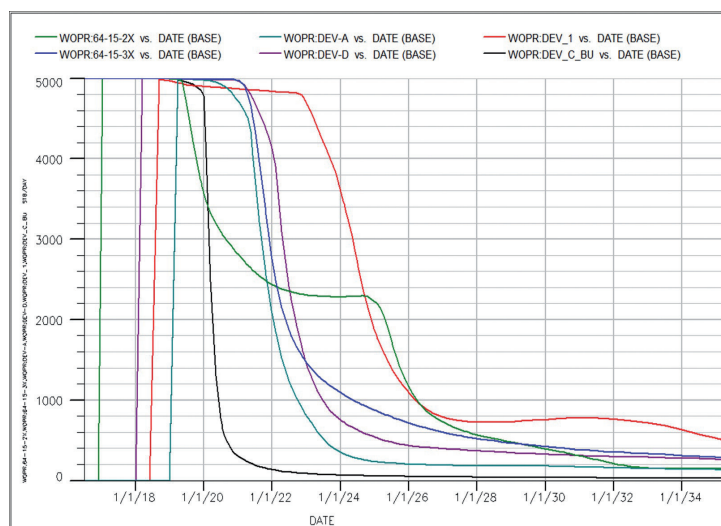


Figura 12. Pronóstico de Producción por Pozo del Modelo de Simulación del Campo Situche Central

4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

- La Caracterización termodinámica del hidrocarburo muestreado en el reservorio Vivian Inferior, del Yacimiento Situche Central, permitió reconocer un nuevo tipo de reservorio en la región, que si bien es cierto no llegaría a ser catalogado como petróleo volátil (de alto encogimiento), contiene un fracción considerable de componentes C3+ (> 30%) en la fase gaseosa, lo que contribuiría en reducir el API y la viscosidad del hidrocarburo líquido producido
- De otro lado, luego de un estricto procedimiento de validación de la consistencia de los PVTs, se logró un muy buen ajuste en la calibración de la EOS Peng Robinson con la corrección volumétrica del tercer parámetro. Las propiedades ajustadas fueron la presión de burbuja, volumen relativo, factor de volumen de formación (β_0), razón de solubilidad (Rs) y viscosidad con una tolerancia de +/-10%.
- Finalmente, los resultados sugieren que las propiedades de la EOS sean exportadas como una tabla PVT, para ser usada en el modelado numérico o de balance de materiales del yacimiento Situche Central (modelo "black oil") con una tolerancia en los resultados de +/- 5%.

5. CONTRIBUCIONES TÉCNICAS & ECONÓMICAS

- Metodología que permite validar la consistencia de los ensayos PVT en muestras de petróleo, de yacimientos de alto y bajo encogimiento.
- Metodología para distinguir si un yacimiento de petróleo es de alto (petróleo volátil) o bajo encogimiento (petróleo negro).
- Metodología para caracterizar termodinámicamente un yacimiento de petróleo a partir de la calibración de una ecuación de estado ajustada a las observaciones de los ensayos de laboratorio.
- Metodología para predecir bajo qué condiciones termodinámicas se formaran depósitos de parafinas o asfáltenos.
- Mayor precisión en la predicción del comportamiento productivo (tasas de producción y volúmenes

recuperables), y en la monetización de los hidrocarburos, por una mejor definición del tipo de fluido.

- Optimización de los costos de intervención periódica de pozos, a partir de una mejor definición de los tratamientos de limpieza en fondo, mediante la predicción del comportamiento termodinámico desde el fondo del pozo hacia la superficie.

6. AGRADECIMIENTOS

El autor agradece a PETROPERU S.A. por el soporte y la autorización para publicar el presente artículo técnico.

7. REFERENCIAS

1. Ahmed, T. (2007). Equations of State and PVT Analysis. Gulf Publishing Company
2. Danesh, A. (1998). PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Elsevier.
3. GEYE-PETROPERU. (2013). Initial Development Plan – Situche Central Field – Block 64.
4. Pedersen, K. et all. (1992). PVT Calculations on Petroleum Reservoir Fluids using Measured and Estimated Compositional Data for the Plus Fraction.
5. REPSOL Peru, E&P. (2009). Validación, Evaluación y Elaboración del Informe PVT.
6. Rojas, G. (2000). Ingeniería de Yacimientos de Gas y Gas Condensado
7. Sampling Petroleum Reservoir Fluids. (2003). API Recommended Practice 44 Second Edition.
8. Stamataki, S. Magoulas, K. Tassios, D. National University of Athenas. (1997). Prediction of Phase Behaviour and Physico-chemical Properties of HT-HP Reservoir Fluids. SPE 37294.
9. Whitson, C. & Brulé M. (2000). Phase Behavior. SPE Monograph.

Recepción: 21 de Enero de 2015

Aceptación: 30 de Abril de 2015