

CAPITULO IV

COMPORTAMIENTO DE LOS RESERVORIOS DE GAS CONDENSADO

DEFINICIONES PARA PARAMETROS DE SISTEMAS MULTICOMPONENTES

Temperatura Crítica.- Para un componente puro, es la máxima temperatura a la cual el componente puede existir como líquido.

Presión Crítica.- La presión de vapor de una sustancia en su temperatura crítica.

Dew Point.- La temperatura a una presión dada o a la presión a una temperatura dada, en la cual se condensa líquido a partir de un gas o vapor. Es aplicado específicamente a la temperatura a la cual el vapor de agua inicia a condensar a partir de una mezcla gaseosa, o a la cual un hidrocarburo inicia a condensar.

Bubble Point.- La temperatura a una presión dada o la presión a una temperatura dada, a la cual se forma el primer vapor estable sobre un líquido.

Cricodentherm.- Es la mayor temperatura a la cual las fases líquido y vapor pueden existir en equilibrio en un sistema multicomponente.

Cricondenbar.- La mayor presión a la cual las fases líquido y vapor pueden existir en equilibrio en un sistema multicomponente.

RESERVORIOS DE GAS CONDENSADO

Todos los reservorios pueden ser clasificados de acuerdo a la localización de su presión (Pr) y Temperatura (Tr) inicial con respecto a la región de dos fases gas / líquido. El caso especial de los reservorios de Gas-Condensado se distingue por dos características: (1) una fase líquida puede condensar durante el proceso isotérmico de agotamiento de presión (comportamiento retrógrado) y (2) el líquido revaporiza cuando el agotamiento de la presión pasa la zona de comportamiento retrógrado.

Recientemente, se ha desarrollado un modelo de tres regiones para caracterizar el flujo en un reservorio de gas condensado. La primera región, corresponde a la parte mas alejada del pozo y solo una fase esta presente debido a que la presión es mayor que la presión de punto de rocío (dewpoint). La segunda región, tiene una presión menor que la presión de punto de rocío, pero el condensado que se forma permanece inmóvil debido a que su saturación aún no alcanza los niveles de saturación crítica. La tercera región, esta localizada cerca al pozo donde fluyen gas y condensado. La existencia de esta tercera zona ha sido motivo de diferentes estudios relacionados con cambios en la productividad debido a la formación de líquido (liquid dropout). La mayoría de estudios de reservorios de gas condensado toma como base

este modelo de tres regiones. Durante la producción por agotamiento de presión, la saturación de condensado incrementa desde cero y esta presente en la segunda y tercera región.

Durante la última década, los reservorios de gas-condensado están siendo considerados de gran importancia tanto desde el punto de vista de desarrollo económico como desde el punto de vista estratégico, a tal punto que se está llevando a cabo la exploración a mayores profundidades, altas presiones y temperaturas.

Estos reservorios presentan un comportamiento complejo debido a la existencia de un sistema fluido de dos fases (gas y condensado). Las dos fases se generan por la caída líquida (liquid dropout) cuando la presión en los pozos se encuentra por debajo del punto de rocío y originan tres problemas: (1) reducción irreversible de la productividad del pozo, (2) menor disponibilidad de gas para ventas, y (3) presencia de condensados que bloquean la producción de gas.

Cuando la presión del reservorio se encuentra por encima o cercana a la presión del punto de rocío, sólo existirá gas en fase simple (fluido monofásico). A medida que se lleva a cabo la producción, ocurre una declinación de la presión (proceso asumido isotérmico dentro del reservorio) y se forma una fase hidrocarburo líquido debido a que la presión fluyente de fondo cae por debajo del punto de rocío. La formación de éste condensado retrógrado genera una reducción de la permeabilidad efectiva al gas en la vecindad del pozo. La pérdida de la productividad asociada a la acumulación de condensado puede ser importante a tal punto que la productividad de los pozos podría reducirse por un factor de dos a cuatro como resultado de la acumulación de condensado (análisis de Afidick et al.-1994 y Barnum et al. - 1995).

La primera caída de líquido (dropout) ocurre cerca al pozo y se propaga radialmente desde el pozo (asumiendo al pozo localizado en el centro de un reservorio radial) hacia dentro del reservorio siguiendo la tendencia de la caída de presión. Fevang (1995) y Ali et al. (1997) mostraron que, cuando la presión del reservorio cae por debajo de la presión del punto de rocío, se produce la condensación retrógrada y se forman tres regiones muy bien diferenciadas con saturación líquida diferente. Economides et al. (1987) y Fussel (1973), manifiestan que puede existir una cuarta región localizada muy cerca al pozo y donde las bajas tensiones interfaciales (IFT) a altas tasa generan una reducción de la saturación líquida y por lo tanto una mejora de la permeabilidad relativa al gas.

La saturación crítica del condensado en este tipo de reservorios se ha estimado dentro de un rango entre 30% a 50% del volumen poroso, utilizando información de permeabilidad relativa y saturación crítica, generados a partir de estudios relacionados a sistemas gas-petróleo, sistemas gasolina-nitrógeno (Eilerts et al., 1967) y agua-gas (Neville et al., 1965), debido a la escasez de información en este tipo de reservorios.

Saeidi y Handy (1974) estudiaron el flujo y el comportamiento de fase del gas-condensado (metano-propano) en un medio poroso de arenisca e indicaron que no observaron flujo de condensado en este sistema aún con un drop-out de 18% (volumétrico), y ante la presencia de una saturación intersticial de agua del 30%. Asar y Handy (1988) investigaron la influencia de la tensión interfacial sobre la permeabilidad relativa del gas y del condensado en un sistema de gas-condensado y su conclusión fue de que la saturación irreducible de gas y de líquido se aproximan a cero a medida que la tensión interfacial se aproxima a cero, observando además que el condensado podría fluir a bajo nivel de saturación de condensado ($S_{cc} = 10\%$). Finalmente, concluyeron que el líquido podría fluir a muy baja saturación líquida a bajas tensiones interfaciales en un reservorio de gas condensado. Esto es importante para tomar en cuenta en reservorios que presentan regiones con dos fases (gas y líquido) y que presentan baja tensión interfacial.

Gravier et al. (1983) utilizó el método de desplazamiento steady-state en núcleos horizontales de caliza con saturación intersticial de agua entre 19.5% hasta 30% y determinaron la saturación crítica del condensado (S_{cc}) considerando la inyección de gas-condensado en este núcleo. Los valores de S_{cc} estuvieron entre 24.5 a 50%, con tensión interfacial entre 0.5 a 1.5 mN/m. Danesh et al. (1988) investigó la condensación retrógrada en sistema poroso mojables al agua para núcleos de arenisca y determinó valores para S_{cc} en el orden de 20.5% a 6.8% en ausencia y presencia de agua intersticial, respectivamente.

Estos diferentes estudios sugieren que la saturación mínima que requiere el condensado para que ocurra flujo de condensado es bastante alta, aunque la experiencia de campo sugiere lo contrario. Allen y Roe (1950) reportaron sobre el comportamiento de un reservorio de gas con una saturación promedio de agua de 30% y una saturación líquida máxima de 12% y concluyeron que el condensado fluyó desde la formación hacia el pozo durante gran parte de la vida productiva del reservorio.

Nikravesh et al. (1996) ha observado que ante la existencia de un valor umbral (threshold value) o un intervalo de tensión interfacial (0.03-0.05 dynas/cm), la forma de la curva de permeabilidad relativa cambia significativamente y la S_{cc} incrementa drásticamente. Al analizar el efecto del agua intersticial sobre la S_{cc} , encontró que uno de los trabajos no mostró ningún efecto del agua intersticial sobre la S_{cc} , mientras que otro mostró efecto negativo sobre la S_{cc} , y otro mostró que ($S_{cc} + S_{wi}$) era una constante. De esta manera se puede comentar que las conclusiones son contradictorias, debido a la inadecuada concepción del proceso químico y físico, especialmente respecto a la adsorción y a la fase de transformación implicada en el comportamiento del flujo y formación de condensado.

ÓDell y Miller (1965) estimaron la productividad de los pozos, a través de un método simple basado en conceptos de flujo steady-state, el cual indicó que la

predicción de las tasas de producción de los pozos será pesimista si la presión promedio del reservorio está por debajo de la presión de rocío.

Fussell (1973) modificó una versión de un modelo radial unidimensional desarrollado por Roebuck et al. (1969) para estudiar el comportamiento de un solo pozo en el largo plazo y concluyó que la acumulación de condensado en la región cercana al pozo fue mucho mayor a la medida experimentalmente durante el proceso de depletación a volumen constante (CVD).

Hinchman y Barree (1985) estudiaron el efecto de las características de los fluidos sobre la declinación de la productividad de un pozo de gas-condensado y demostraron que la cantidad de acumulación de condensado cerca al pozo depende de la riqueza del gas-condensado, de los datos de permeabilidad relativa y de la viscosidad del líquido. Sognesand (1991) estudió la acumulación de condensado en pozos verticalmente fracturados y demostró que la acumulación de condensado depende de las características de permeabilidad relativa y del modo de producción, ya que para una mayor permeabilidad al gas se redujo la cantidad de acumulación de condensado, y para una producción a presión constante se genera una mayor acumulación de condensado cerca de la fractura.

Jones, Vo y Raghavan (1989) estudiaron la teoría del flujo steady-state para los reservorios de gas-condensado, considerando dos zonas: una donde se tiene fluido en el reservorio en una sola fase y éste es móvil y otra zona cerca al pozo donde se tiene gas y condensado y ambas fases son móviles. Los valores para la saturación del condensado obtenida por ésta teoría fueron mayores que la saturación crítica.

A modo de conclusión, estos estudios muestran la importancia de la saturación del condensado y la acumulación líquida a través del reservorio. Para un escenario donde la presión del reservorio es mayor que la presión del punto de rocío, la productividad es controlada por la permeabilidad, espesor del reservorio y la viscosidad del gas. Para una presión del reservorio por debajo del punto de rocío, la productividad será controlada por la saturación crítica del condensado (S_{cc}) y la forma de las curvas de permeabilidad relativa del gas y del condensado.

Asimismo, debido a que en la región de condensación retrógrada, la tensión interfacial entre el gas y la fase condensado es muy pequeña, se espera que las fuerzas capilares, que son el factor principal que gobierna el comportamiento del flujo multifásico en el reservorio, desempeñen un papel tan importante como el de la gravedad y las fuerzas viscosas.

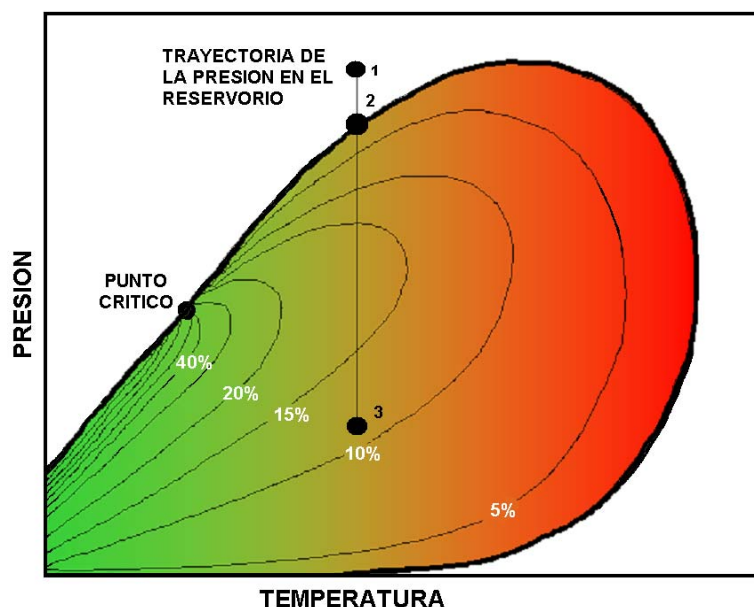
Los reservorios de gas-condensado se han formado a altas presiones y temperaturas y por lo tanto se deberían encontrar a mayores profundidades

que los reservorios típicos de petróleo y gas¹. Muchos reservorios de gas condensado son encontrados en el rango de 3,000 a 8,000 psia y 200 a 400 °F. Estos reservorios de gas condensado tienen un amplio rango de composición en sus fluidos. La Figura III-1 muestra un diagrama de fase de composición constante.

Una vez que se ha iniciado la producción, la presión del reservorio empieza a reducirse y cuando se alcanza la presión del punto de rocío, se genera la primera ocurrencia de líquido.

A medida que la presión fluyente de fondo continúa disminuyendo a una temperatura constante (en el diagrama de fase se muestra como la línea 1-2-3), el porcentaje de condensado caído en el reservorio incrementa hasta alcanzar un máximo. Este proceso es conocido como condensación retrograda. Posteriormente, la fracción de condensado empieza a disminuir, a medida que la presión continúa reduciéndose, como consecuencia de la revaporización.

FIGURA N° III-1
DIAGRAMA DE FASE

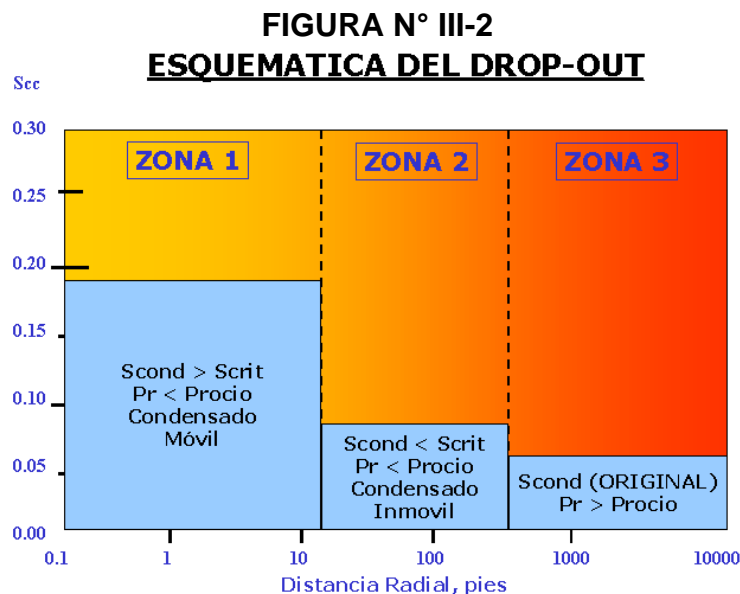


Los estudios publicados muestran que la productividad de los pozos es afectada por “condensate blockage”, debido a parámetros naturales tales como la presión del reservorio, permeabilidad, propiedades PVT y el tiempo, a

¹ Los reservorios peruanos de gas-condensado, se encuentran entre 2000-3500 m TVD, 3000-3300 psia y 160-1190°F.

parámetros de producción tales como turbulencia (flujo no-Darcy, skin mecánico y presión capilar), flujo multi-fásico (permeabilidad relativa) y daño a la formación (skin).

Kniazeff y Naville muestran que cuando la saturación del condensado alcanza un valor crítico, aparecen tres zonas radiales con diferentes saturaciones líquidas. Una tercera zona, lejos del pozo, donde el fluido presente es gas, por lo que la saturación líquida dentro de esta zona es igual a la saturación líquida inicial en el reservorio. En la segunda zona, la saturación líquida varía con la permeabilidad efectiva al gas, y la composición del fluido también varía dentro de esta zona. La primera zona corresponde a las cercanías del pozo. En esta zona, el fluido del reservorio se presenta en dos-fases (líquido y gas). La composición de cada fase es constante (la cantidad de condensado producido es igual a la que fluye hacia el pozo). La Figura III-2 muestra la saturación de condensado versus la distancia radial radial en un modelo radial de tres zonas.



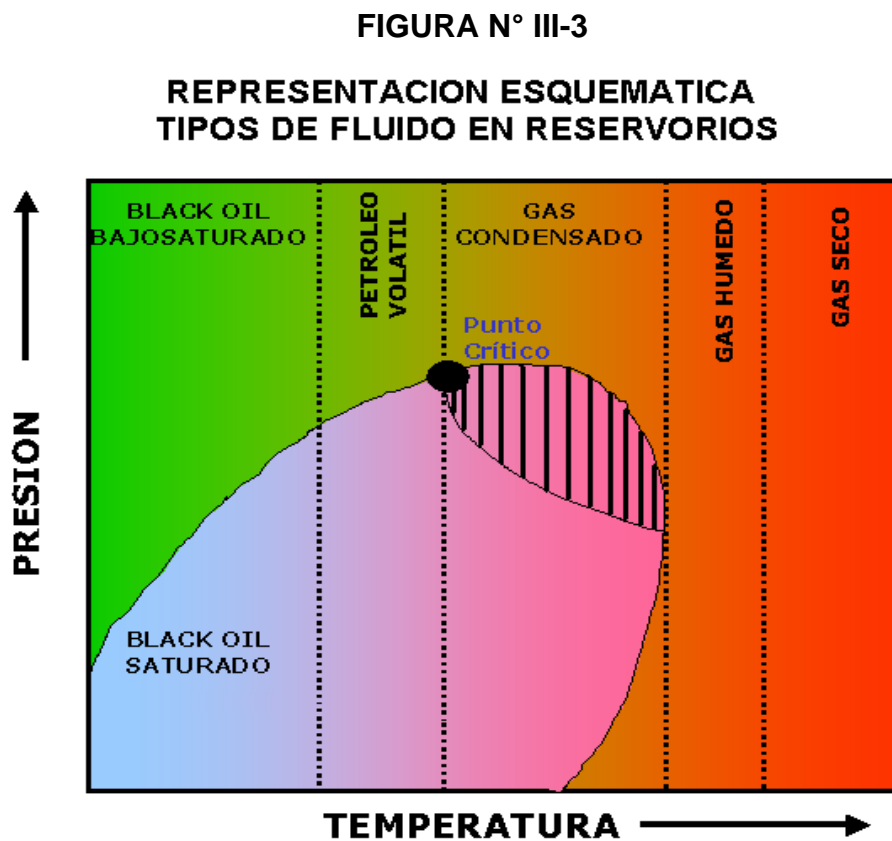
CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS EN EL RESERVORIO

El fluido del reservorio puede ser clasificado por:

- (1) Gas seco, cuando la temperatura del reservorio es mayor que la cricondentherm y las condiciones de superficie se representan por un punto que se encuentra fuera de la región de dos fases (en el diagrama de fases),
- (2) Gas Húmedo, cuando la temperatura del reservorio es menos que el cricondentherm y mayor que la temperatura crítica,

- (3) Petróleo (volátil o negro) cuando la temperatura del reservorio es menos que la temperatura crítica de la mezcla.

La figura N° III-3 muestra el espectro de los fluidos del reservorio desde el gas húmedo hasta el petróleo negro (black oil).



Por lo tanto, en función de sus datos de producción y datos de PVT, podemos ubicar a los reservorios de gas condensado dentro del siguiente cuadro

DENOMINACION	DENOMINACION	DESCRIPCION
Reservorios de Petróleo Negro	BLACK OIL RESERVOIRS	GOR menor de 2,000 SCF/STB Densidad menor a 45° API Temperatura menor a 250°F FVfo menor a 2.00 Verde oscuro a negro.
Reservorios de Petróleo Volátil	VOLATILE OIL RESERVOIRS	GOR menor que 2,000-8,000 SCF/STB Densidad entre 45-60° API FVfo mayor que 2.00 Marrón ligero a verde.
Reservorios de Gas Condensado	GAS CONDENSATE RESERVOIRS	GOR entre 20,000-100,000 SCF/STB (50 – 10 STB/MMSCF) Densidad mayor que 60° API Color claro.
Reservorios de Gas Húmedo	WET GAS RESERVOIR	GOR mayor que 100,000 SCF/STB (menos de 10 STB/MMSCF). No se forma líquido en el reservorio. Se produce líquido en superficie.
Reservorios de Gas Seco	DRY GAS RESERVOIRS	GOR mayor que 100,000 SCF/STB. No se produce líquido en superficie.

COMPORTAMIENTO DE FASE DEL GAS CONDENSADO RETROGRADO

El término "condensación retrógrada" se utiliza para describir el comportamiento anómalo de una mezcla que forma un líquido por la disminución isotérmica de la presión o por un aumento isobárico en la temperatura.

La región de comportamiento retrógrado (área a rayas de la figura N° III-3) esta definida por la línea de calidad constante que exhiba un máximo con respecto a la temperatura o presión. La figura N° III-3 muestra que para que ocurra fenómeno retrógrado, la temperatura debe estar entre la temperatura crítica y la cricondentherm. Si la condición inicial del reservorio fuera representada por el punto 1 en el diagrama de fase Presión-Temperatura de la figura N° III-1, entonces la declinación isotérmica de la presión durante el agotamiento del reservorio seguiría la línea 1-2. Debido a que la presión inicial del reservorio está sobre la presión del punto de condensación (dew point), el sistema

hidrocarburo existe como una fase simple (fase vapor) y permanece así durante la declinación de presión isotérmica 1-2. A medida que la presión del reservorio cae por debajo del punto 2, el dew point será alcanzado y pasado y una fase líquida se desarrollará en el reservorio. El líquido (dropout) continuará aumentando y alcanzará un máximo que ocurre entre los puntos 2-3. Sin embargo, a medida que la presión declina, la curva del dew point puede ser cruzada otra vez, lo cual significa que todo el líquido, que se formó, debe vaporizarse y se logrará un sistema conformado exclusivamente por vapor en el punto de condensación más bajo.

El gas condensado es una mezcla compleja de hidrocarburos que se comportan más parecido a una fase vapor para las condiciones de alta presión y temperatura encontrados en los reservorios de petróleo. Cuando tal gas condensado es producido, la presión del reservorio se reduce y el comportamiento de la fase hidrocarburo cambia continuamente. La explotación exitosa de los reservorios de gas condensado depende del conocimiento de la composición en el equilibrio vapor-líquido de las fases y su comportamiento volumétrico.

La envoltura de la fase de estos fluidos, muestran que la temperatura del reservorio está localizada entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentherm.

El GOR de producción del gas condensado, varían entre 4,000 a 150,000 SCF/STB (250 – 7 BI/MMSCF). Un fuerte incremento del GOR durante la producción indica que la presión del reservorio ha caído debajo de la presión del punto de rocío y el líquido se está acumulando en el reservorio. El reciclo de gas hacia el reservorio de gas condensado al inicio de la producción o después de la depletación de la presión es un método importante de recuperación mejorada del condensado.

Los componentes de hidrocarburo pesado, con números de carbono mayores que C_7 tienen una gran influencia sobre el comportamiento de fase de la mezcla hidrocarburo. La magnitud del “dropout” líquido y la presión del punto de rocío en el gas condensado, se incrementan por la cantidad de hidrocarburos pesados. Típicamente estos fluidos tienen un porcentaje molar de $C_7 + < 12.4\%$.

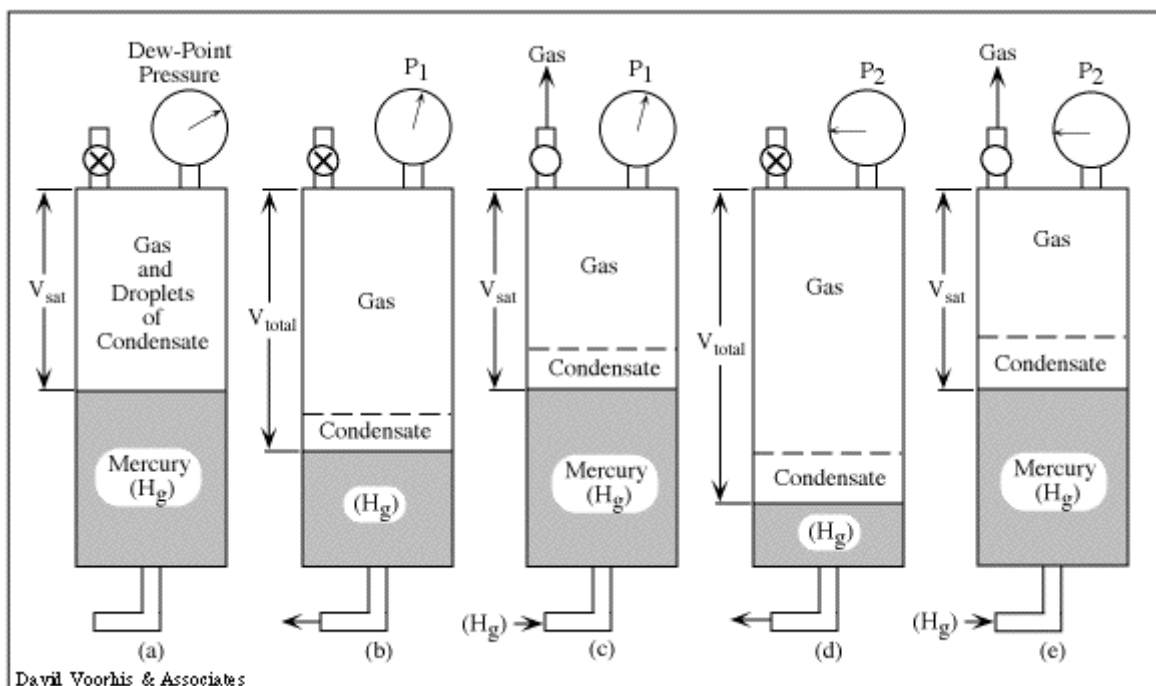
La forma como estos campos de gas condensado son depletados, permiten obtener diferentes factores de recuperación. Desde un simple “blowdown”, hasta un parcial o total mantenimiento de presión son estrategias usadas, pero que dependen de la naturaleza del fluido, la temperatura del reservorio, presión inicial y geología del reservorio.

La producción eficiente y económica de un campo de gas condensado es de gran importancia y debe ser considerado antes de decidir el método de producción en el desarrollo de nuevos campos.

Un banco de condensado (o buildup) cerca al pozo actúa como un skin móvil. Este reduce la permeabilidad relativa al gas, y por lo tanto la tasa de flujo de gas. Los campos de gas condensado son un importante activo para las grandes compañías productoras de petróleo. Sin embargo, la planificación del desarrollo de estos campos necesita de predicciones confiables de los procesos físicos que ocurren en el flujo multifásico de los fluidos en el medio poroso. El establecer un perfil de ventas de gas y el desarrollo de expresiones en términos de permeabilidad relativa y saturación son necesarios para una simulación de reservorios.

La permeabilidad relativa de los fluidos condensados es una función de muchos parámetros incluyendo relación de viscosidad, mojabilidad y tensión interfacial. En general, el efecto de una menor tensión interfacial es para lograr incrementar la tasa de flujo y reducir la saturación residual, creando condiciones para una recuperación mejorada de hidrocarburos.

ESQUEMA DE DEPLETACION EN EL LABORATORIO - EXPANSION A VOLUMEN CONSTANTE (CONSTANT VOLUME EXPANSION)



Para comprender el proceso de producción para un reservorio de Gas Condensado, debemos revisar el proceso físico que toma lugar tanto en el reservorio y en la superficie.

Ninguno de los análisis experimentales PVT tales como: liberación flash, liberación diferencial o pruebas de separación en el separador, reproduce el verdadero comportamiento de la depletación de un reservorio de gas condensado.

Un análisis PVT mas real y más costoso para estudiar la depletación de un reservorio de gas condensado es una prueba CVD (Constant Volume Depletion). Esta prueba proporciona información volumétrica y medidas de la composición del gas y líquido en el equilibrio.

Durante los estudios de laboratorio de CVD, solo una cierta cantidad de gas es removida de la celda PVT, y es “flushed” a condiciones estándar donde el gas y líquido son separados y cuantificados en su masa, ratio volumétrica y composición. La composición de la fase líquida en la celda es calculada a partir de ecuaciones de balance de masa. Este método de determinación de la composición de la fase líquida esta asociada con considerable incertidumbre de la cantidad y composición del fluido inicial en la celda y la cuantificación del Fluido “flushed”.

Se asume para este concepto, que el reservorio es una celda con un espacio poroso constante y lleno con el gas condensado. Para simplificar no se considera agua en el análisis, pero se puede incorporar fácilmente. Cuando se inicia la producción, la presión del reservorio cae, causando la expansión del gas contenido en el reservorio. A diferencia de la prueba de Liberación Diferencial, en la cual todo el gas es producido y extraído de la celda, en el reservorio solo una porción del gas es producido. Esta cantidad es determinada al mantener el volumen poroso constante.

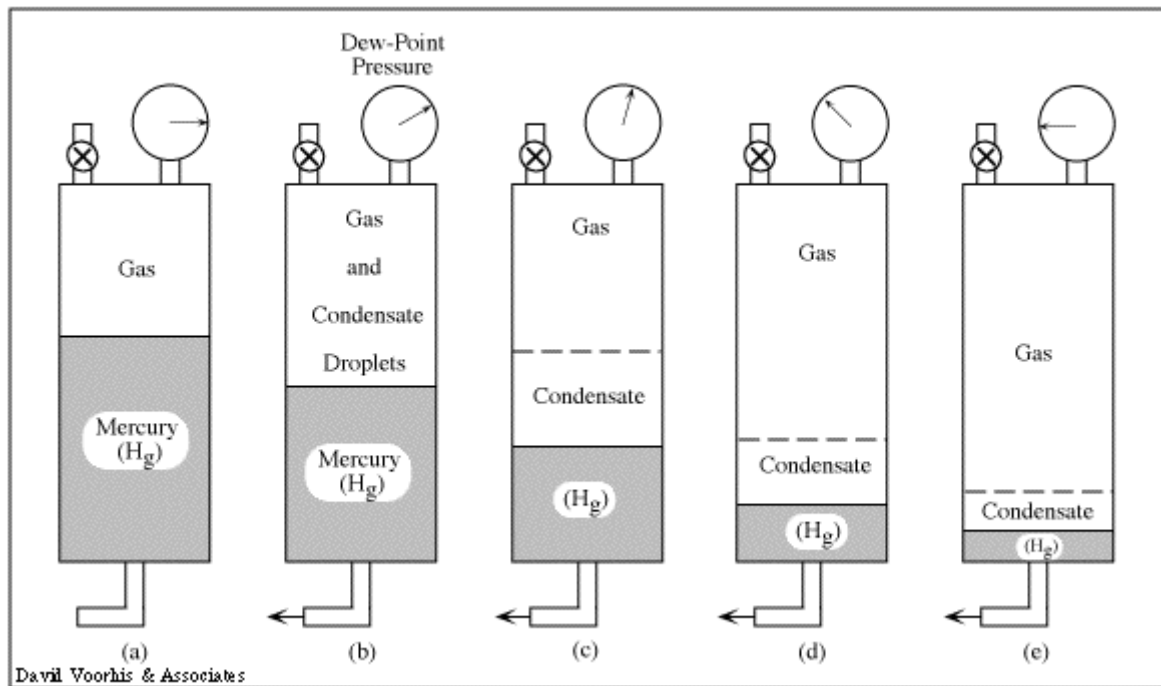
Normalmente se asume que el gas es la fase móvil y que el líquido permanece en el reservorio. Esto es el proceso actual en el reservorio, ya que la saturación de petróleo (condensado) raramente alcanza la saturación crítica.

Para petróleos volátiles, el gas y el líquido son móviles y este movimiento esta acorde con la forma de las curvas de permeabilidad relativa.

Después de cada etapa de depletación, se debe llevar a cabo una contabilización de:

- (.) Volumen y moles de gas a ser producido,
- (.) Volumen y moles de líquido y gas salido del reservorio,
- (.) Composición de los fluidos producidos en superficie y las fases remanentes dentro del reservorio,
- (.) Volumen y moles del líquido condensado y producido en superficie a partir del gas recolectado en superficie.

**ESQUEMA DE DEPLETACION EN EL LABORATORIO - EXPANSION A
COMPOSICIÓN CONSTANTE (CONSTANT COMPOSITION
EXPANSION)**



LOS PETROLEOS VOLATILES Y SU DIFERENCIA CON EL GAS CONDENSADO RETROGRADO

Los petróleos volátiles son una mezcla compleja de hidrocarburos que se comporta parecido a una fase líquida en las condiciones de alta presión y temperatura encontrada en los reservorios de petróleo. A veces, se usa la densidad o composición típica como una forma de diferenciar al gas condensado de los petróleos volátiles. La envoltura de fase de los petróleos volátiles muestra que la temperatura crítica está localizada a la derecha de la temperatura del reservorio. Cuando los petróleos volátiles son producidos y la presión del reservorio cae debajo del punto de burbuja, la fase gas puede ser móvil.

El GOR de producción varía desde 2,000 a 4,000 SCF/STB. Un brusco incremento en el GOR indica que la presión del reservorio ha caído por debajo de la presión de punto de burbuja.

Los petróleos volátiles son también llamados petróleos de alto encogimiento (high-shrinkage oils), cuyos B_o 's pueden ser > 4 y deberían ser producidos a través de tres o más etapas de separación para minimizar este encogimiento.

Los datos de campo indican que la relación gas-petróleo (R_s) generalmente incrementa con la profundidad, por lo tanto la probabilidad de que una acumulación de hidrocarburos contenga gas condensado o petróleo volátil incrementará con la profundidad.

Los petróleos volátiles típicamente tienen un porcentaje molar de C_7+ entre 12 a 30%.

Los datos PVT son esenciales para la evaluación y desarrollo de los campos de gas condensado y petróleo volátil. Los datos PVT consisten de medidas volumétricas e información composicional sobre el gas y líquido en equilibrio. Análisis PVT de rutina normalmente consiste de estudio de liberación diferencial y de masa constante. Un análisis PVT más real (y más costoso) para estudiar la depletación de un reservorio de gas condensado (o petróleo volátil) es un estudio denominado depletación a volumen constante (constant volume depletion -CVD) que será discutido posteriormente.

La tabla siguiente, ilustra la composición típica de los 5 tipos diferentes de fluidos en el reservorio.

COMPOSICIONES TÍPICAS DE FLUIDOS DEL RESERVORIO EN FASE SIMPLE (UNDERSATURATED)

	Petróleo Negro - Black Oil	Petróleo volátil - Volatile Oil	Gas Condensado - Gas Condensate	Gas Húmedo - Wet Gas	Gas Seco - Dry Gas
C1	48.83	64.36	87.07	95.85	86.67
C2	2.75	7.52	4.39	2.67	7.77
C3	1.93	4.74	2.29	0.34	2.95
C4	1.60	4.12	1.74	0.52	1.73
C5	1.15	3.97	0.83	0.08	0.88
C6	1.59	3.38	0.60	0.12	
C7+	42.15	11.91	3.80	0.42	
Mw C₇₊	225	181	112	157	
GOR	625	2000	18,200	105,000	
°API	34.3	50.1	60.8	54.7	
Color del líquido	Negro a verdoso	Pálido a naranja transparente	Blanco a ligeramente coloreado	Blanco	

BALANCE DE MATERIALES COMPOSICIONAL

La ecuación de balance de materia convencional (MBE) trabaja bien para reservorios de gas seco (dry gas) y para reservorios de petróleo (black oil). Sin embargo, si el fluido del reservorio es un petróleo volátil o un gas condensado, puede ocurrir un gran error debido a que no se están tomando en cuenta los efectos composicionales.

El objetivo de éste capítulo es desarrollar una ecuación que puede ser aplicada para estimar el petróleo y gas original en sitio para cualquier tipo de fluidos presentes en el reservorio, ya sea se encuentren sobresaturados (undersaturated, sobre P_b o P_d) o saturados (saturated, debajo de P_b o P_d).

La ecuación de balance composicional de materia (compositional material balance equation -CMBE) puede trabajar con todos los tipos de fluidos del reservorio, aún si se manipula al reservorio cómo un modelo tanque ignorando los efectos de la permeabilidad relativa.

Las principales suposiciones y limitaciones de la ecuación de balance de materia convencional – MBE, son:

- (1) Existen 2 componentes hidrocarburos, el petróleo (stock-tank oil) y el gas (surface-gas).
- (2) El gas en superficie, puede ser disuelto en las fases petróleo y gas (tomadas en cuenta por R_s).
- (3) El petróleo (stock-tank oil o petróleo en superficie) no puede ser volatilizado hacia la fase gas.
- (4) Los efectos composicionales son ignorados y las propiedades tales como R_s , B_g , y B_o solo dependen de la presión y temperatura.

Como resultado, la MBE esta limitada solo a su uso en petróleo (black oil) y gas.

Algunos fenómenos que ocurren en el reservorio son:

- (1) A medida que la presión declina por debajo del punto de rocío en los reservorios de gas condensado, se descarga líquido dentro del espacio poroso del reservorio (el "dropout" líquido puede ser tan alto como 30 - 35% del volumen poroso).
- (2) Las correlaciones para la viscosidad del gas seco (dry gas) no pueden reproducir la variación de viscosidad de un gas condensado debido a los efectos composicionales.
- (3) Los reservorios de gas condensado y petróleo volátil producen petróleo destilado a partir de la fase vapor producida.
- (4) A medida que la composición de los hidrocarburos llega a ser rica en componentes intermedios ($C_4 - C_8$), el R_s , B_g , and B_o llegan a ser más dependientes de la composición, en adición a la temperatura y presión.

Los puntos (1) y (3) indican que el petróleo en superficie esta también disuelto en la fase gas. El concepto utilizado es tratar con todos los fluidos del reservorio que toman en cuenta el llamado petróleo volátil (petróleo disuelto en el gas).

Definiremos una nueva propiedad PVT que toma en cuenta el volumen de petróleo volatilizado en superficie disuelto por unidad de volumen de gas en superficie. Esta propiedad es llamada **R_v** .

El R_v de un reservorio de gas condensado a P_1 , T_1 (presión y temperatura del reservorio) se obtiene por expandir un volumen fijo de este gas hasta P_{SC} , T_{SC} . El volumen de gas en superficie y el stock tank oil obtenidos son medidos. El R_v es calculado como el número de STB de petróleo en superficie obtenido por

píe cúbico de gas en superficie a condiciones estandar. Este petróleo que aparece en superficie estuvo volatilizado a condiciones de reservorio. Para presiones sobre la presión de saturación R_v es la inversa de R_s . Pero para presiones $P < P_{saturation}$ no es lo mismo, debido a que nosotros estamos considerando la fase petróleo y gas.

$$R_v = \frac{PETROLEO_{sc}}{GAS_{sc}} = \frac{STB}{MMSCF}$$

Algunos valores típicos para R_v son:

	R (STB/MMSCF)
Petróleo Negro - Black Oil	0 – 10
Petróleo Volátil - Volatile Oil	10 - 200
Gas Condensado - Gas Condensate	50 – 250
Gas Húmedo - Wet Gases	20 – 100
Gas Seco - Dry Gases	0 – 2

DERIVACIÓN DE LA ECUACIÓN DE BALANCE COMPOSICIONAL (COMPOSITIONAL MATERIAL BALANCE EQUATION – CMBE)

Para efectos de simplificar el análisis, se asumirá un reservorio volumétrico, con una compresibilidad de la roca y el agua insignificantes.

Se utilizará, para condiciones de reservorio, la nomenclatura siguiente:

Condición Inicial

Gigg	Gas inicial, en fase gaseosa, SCF
Gigc	Gas inicial, disuelto en fase líquida (condensado), SCF
Nicc	Condensado inicial, en fase líquida, STB
Nicg	Condensado inicial, disuelto en fase gaseosa, STB
Rsi	Relación Pies cúbicos de gas disuelto en 1 STB, SCF/STB
Rvi	Relación Barriles de condensado en 1 SCF, STB/SCF
N	Condensado inicial en sitio (OCIP), STB
G	Gas inicial en sitio (OGIP), SCF

Para un tiempo t, después de iniciada la producción

Ncc	Condensado, en fase líquida, STB
Ncg	Condensado, disuelto en fase gaseosa, STB
Ggg	Gas, en fase gaseosa, SCF
Ggc	Gas, disuelto en fase líquida (condensado), SCF
Np	Condensado producido, STB
Gp	Gas producido, SCF
Rv	Relación de Barriles de condensado disueltos en 1 SCF, STB/SCF
Rg	Relación Gas Inyectado/Gas Producido, SCF/SCF
Rs	Relación Pies Cúbicos de gas disuelto en 1STB, SCF/STB
Gpn	Gas producido neto, SCF
GCR	Similar a GOR, Gas acumulado neto/Condensado acumulado neto, SCF/STB

Derivación de la Ecuación

El condensado inicial esta compuesto de un equivalente en superficie (STB) a: “condensado inicial en fase líquida” + “condensado inicial disuelto en la fase gas”.

$$\boxed{Nicc + Nicg = N}$$

(Ec-01)

Balance del volumen del condensado en el reservorio:

Para un tiempo determinado, se tiene:

STB de condensado en fase líquida + STB de condensado disuelto en la fase gas = STB de condensado en sitio inicial - STB de condensado producido

El condensado actual en-sitio es igual al inicial menos lo producido.

$$N_{cc} + N_{cg} = N - N_p \quad (Ec-02)$$

donde

$$N_{cg} = G_{gg} \cdot R_v \quad (Ec-03)$$

Balance del volumen de Gas en el reservorio:

El Gas inicial en-sitio esta compuesto de un equivalente en superficie (SCF) "Gas disuelto en la fase líquida" + "Gas en fase gas".

$$G = G_{igc} + G_{igg} \quad (Ec-04)$$

Para un tiempo determinado, se tiene:

SCF de gas en fase gas + SCF de gas disuelto en la fase líquida = SCF de gas inicial - SCF de gas producido + SCF de gas inyectado

$$G_{gg} + G_{gc} = G - G_p + G_p \cdot r_g$$

$$G_{gg} + G_{gc} = G - G_p \cdot (1 - r_g) \quad (Ec-05)$$

en la cual, r_g es la fracción de gas inyectado al reservorio, respecto del gas producido (G_p).

Los SCF de gas disuelto en la fase líquida (condensado) esta dada por:

$$G_{gc} = N_{cc} \cdot R_s \quad (Ec-06)$$

Reemplazando la Ec-03 en la Ec-02

$$Ncc + Ggg \cdot Rv = N - Np$$

$$Ncc = (N - Np) - Ggg \cdot Rv \quad (\text{Ec-07})$$

Reemplazando la Ec-06 en Ec-05:

$$Ggg = G - Gp \cdot (1 - rg) - Ggc$$

$$Ggg = G - Gp \cdot (1 - rg) - (Ncc \cdot Rs) \quad (\text{Ec-08})$$

reemplazando la Ec-07 en Ec-08

$$Ggg = G - Gp \cdot (1 - rg) - [(N - Np) - Ggg \cdot Rv] \cdot Rs$$

Resolviendo para Ggg, se obtiene:

$$Ggg = \frac{G - Gp \cdot (1 - rg) - (N - Np) \cdot Rs}{(1 - Rv \cdot Rs)} \quad (\text{Ec-09})$$

De manera similar procedemos para obtener Ncc, reemplazando Ggg de Ec-08 en Ec-07

$$Ncc = (N - Np) - [G - Gp \cdot (1 - rg) - Ncc \cdot Rs] \cdot Rv$$

$$Ncc = (N - Np) - [G - Gp \cdot (1 - rg)] \cdot Rv + Ncc \cdot Rs \cdot Rv$$

$$Ncc - Ncc \cdot Rs \cdot Rv = (N - Np) - [G - Gp \cdot (1 - rg)] \cdot Rv$$

$$Ncc = \frac{(N - Np) - [G - Gp \cdot (1 - rg)] \cdot Rv}{(1 - Rv \cdot Rs)} \quad (\text{Ec-10})$$

El gas producido y vendido (Gas producido neto) es:

$$Gpn = Gp - Gp \cdot rg$$

$$Gpn = Gp \cdot (1 - rg) \quad (\text{Ec-11})$$

Un balance de volumen a cualquier tiempo, considera:

Volumen poroso = Volumen de condensado + Volumen de gas + Volumen de agua

$$V_p = N_{cc} \cdot B_o + G_{gg} \cdot B_g + V_p \cdot S_w \quad (Ec-12)$$

El volumen en el reservorio de la fase agua es:

Volumen de agua = Volumen inicial de agua + Agua inyectada – Agua Producida + Influjos de Agua (W_e)

Para nuestro caso, no consideraremos el W_e .

$$V_p \cdot S_w = V_p \cdot S_{wi} + W_i \cdot B_w - W_p \cdot B_w \quad (Ec-13)$$

Sustituyendo $V_p \cdot S_w$ en la Ec-12

$$V_p = N_{cc} \cdot B_o + G_{gg} \cdot B_g + V_p \cdot S_{wi} + (W_i - W_p) \cdot B_w \quad (Ec-14)$$

Sustituyendo para N_{cc} y G_{gg} evaluado en (Ec-10) y (Ec-09) y arreglando, tenemos:

$$V_p = \left[\frac{(N - N_p) - [G - G_p(1 - r_g)] \cdot R_v}{(1 - R_v \cdot R_s)} \right] \cdot B_o + \left[\frac{G - G_p(1 - r_g) - (N - N_p) \cdot R_s}{(1 - R_v \cdot R_s)} \right] \cdot B_g + V_p \cdot S_{wi} + (W_i - W_p) \cdot B_w$$

insertando la Ec-11

$$V_p = \left[\frac{(N - N_p) - [G - G_{pn}] \cdot R_v}{(1 - R_v \cdot R_s)} \right] \cdot B_o + \left[\frac{G - G_{pn} - (N - N_p) \cdot R_s}{(1 - R_v \cdot R_s)} \right] \cdot B_g + V_p \cdot S_{wi} + (W_i - W_p) \cdot B_w$$

rearrreglando:

$$V_p \cdot (1 - S_{wi}) = \frac{(B_o - R_s \cdot B_g)(N - N_p) + (B_g - R_v \cdot B_o)(G - G_{pn})}{(1 - R_v \cdot R_s)} + (W_i - W_p) \cdot B_w$$

(Ec-15)

Para hacer la ecuación (Ec-15) simple, definiremos al GCR de producción acumulada, (simil de GOR) como:

$$\boxed{GCR = \frac{Gp \cdot (1 - rg)}{Np} = \frac{Gpn}{Np}} \quad (\text{Ec-16})$$

El condensado original en-sitio (OCIP), N y el gas original en-sitio (OGIP), G , se expresan como:

De (Ec-01) y (Ec-03)

$$\boxed{N = Nicc + Gigg \cdot Rvi} \quad (\text{Ec-17})$$

De (Ec-04) y (Ec-06)

$$\boxed{G = Gigg + Nicc \cdot Rsi} \quad (\text{Ec-18})$$

Haciendo la (Ec-14) para las condiciones iniciales:

$$\boxed{Vp \cdot (1 - Swi) = Boi \cdot Nicc + Bgi \cdot Gigg + (Wi - Wp) \cdot Bw} \quad (\text{Ec-19})$$

Si hacemos $F = \text{volumen inicial de HC} = Vp \cdot (1 - Swi) = N$, tendremos :

$$\boxed{F = Nicc \cdot Eo + Gigg \cdot Eg + (Wi - Wp) \cdot Bw} \quad (\text{Ec-20})$$

Para un tiempo determinado, $F = \text{volumen de HC} = Vp \cdot (1 - Sw) = N - Np$, tendremos:

$$\boxed{F = Np \cdot \left[\frac{Bo \cdot (1 - Rv \cdot GCR) + (GCR - Rs) \cdot Bg}{(1 - Rv \cdot Rs)} \right]} \quad (\text{Ec-21})$$

Revisando

$$\boxed{GCR = \frac{Gp \cdot (1 - rg)}{Np}} \quad (Ec-16)$$

Y

$$\boxed{Eo = Bto - Boi} \quad (Ec-22)$$

$$\boxed{Eg = Btg - Bgi} \quad (Ec-23)$$

$$\boxed{Bto = \frac{Bo \cdot (1 - Rv \cdot Rsi) + (Rsi - Rs) \cdot Bg}{(1 - Rv \cdot Rs)}} \quad (Ec-24)$$

$$\boxed{Btg = \frac{Bg \cdot (1 - Rs \cdot Rvi) + (Rvi - Rv) \cdot Bo}{(1 - Rv \cdot Rs)}} \quad (Ec-25)$$

Físicamente Bto representa a los volúmenes totales de las fases petróleo+gas que resulta de la expansión de un volumen unitario de la fase petróleo inicialmente saturada. Btg representa a los volúmenes totales de las fases petróleo+gas que resultan de la expansión de la fase gas inicialmente saturada.

Algunos mecanismos secundarios de producción, tales como las compresibilidades de la roca y el agua fueron consideradas insignificantes en esta derivación, pero pueden ser fácilmente incorporados.

Las ecuaciones desde la (Ec-19) hasta la (Ec-25) constituyen el CMBE. Estas son idénticas a las de MBE si y solo si, el término "petróleo volatilizado - volatilized oil" (Rv a cualquier t , y Rvi inicial), se considera cero.

Para el uso de CMBE, se requiere:

- (.) Datos de presión y producción: P , Np , Gp , rp , Wp
- (.) Composición inicial del fluido: zi , T , y parámetros de reservorio
- (.) Propiedades de los fluidos, evaluados como una función de la presión y composición: Rs , Bo , Bg , Rv para todas las presiones reportadas.

Una vez que F , E_o y E_g han sido calculados para diferentes presiones, F es planteada contra E_o (o E_g) de la manera usual. El CMBE se reduce a MBE para el black oil y gas seco cuando R_v es considerada insignificante.

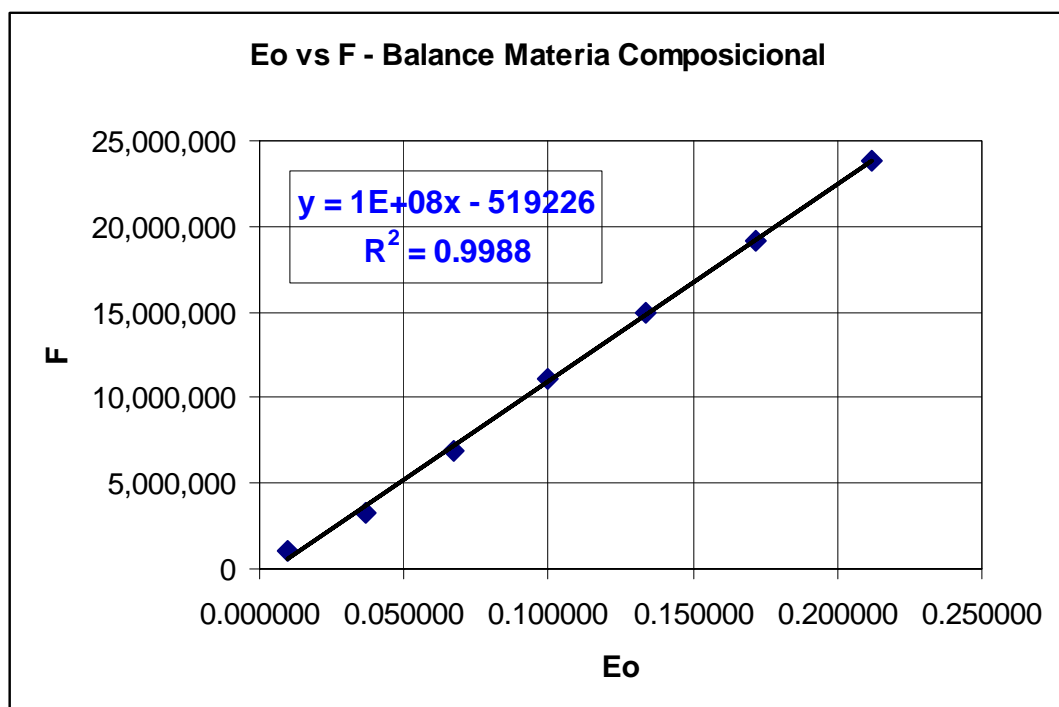
EJEMPLO 01 BALANCE DE MATERIALES PARA RESERVORIOS DE GAS CONDENSADO

Dados los datos, calcular el N correspondiente a la cantidad de condensado in-situ:

Psi	BI/STB	SCF/STB	BI/SCF	STB/SCF	MMbls	SCF/STB	BI/STB				
P	B _o	R _s	B _g	R _v	N _p	R _{ps}	B _{to}	Num-F	Den-F	E _o	F
5000	2.743	2986.52	0.000000000	0.3348000	0.00	0	2.743	2.743	-998.887	0.000000	0
4700	2.778	2986.52	0.000000000	0.3348000	0.00	3052	2.778	-2835.809	-998.887	0.035000	0
4672	2.781	2986.52	0.000000000	0.3348000	0.00	3052	2.781	-2838.871	-998.887	0.038000	0
4600	2.693	2899.90	0.000724439	0.0396218	0.41	2860	2.753	-302.502	-113.899	0.010000	1,088,909
4500	2.586	2714.00	0.000735661	0.0361537	1.23	2810	2.780	-260.060	-97.121	0.037000	3,293,555
4400	2.493	2549.80	0.000747595	0.0330445	2.52	2790	2.810	-227.167	-83.257	0.067000	6,875,853
4300	2.410	2403.00	0.000760420	0.0302307	3.93	2820	2.843	-202.727	-71.644	0.100000	11,120,431
4200	2.335	2270.40	0.000773958	0.0276695	5.06	2870	2.877	-182.627	-61.821	0.134000	14,947,892
4100	2.268	2149.50	0.000788386	0.0253449	6.15	2950	2.915	-166.673	-53.479	0.172000	19,167,235
4000	2.206	2038.50	0.000803883	0.0232070	7.21	3050	2.955	-153.125	-46.307	0.212000	23,841,248

Nota: $R_{ps} = R_{si}$

Usar Ec-21 y Ec-22.



La mejor línea tiene la ecuación:

$$F = -519,226 + 100 \times 10^6 E_o$$

Con lo cual se tiene:

$N = 100 \text{ MM STB}$ de condensado (o petróleo).

EJEMPLO 02 RESERVAS DE GAS Y LIQUIDOS DEL GAS

La producción inicial de un reservorio de gas condensado es de 30,000 bl/d de líquidos (Líquidos del Gas Natural - LGN) y 350 MMscf/d. La gravedad del LGN en el punto de fiscalización es de 52°API a 60 °F y la gravedad específica del gas es de 0.73. La presión inicial del reservorio es de 3,500 psi y la temperatura del reservorio es 185 °F. La porosidad promedio efectiva al hidrocarburo es de 17%.

Si se asumen condiciones estándar de 14.7 psi y 60°F, se pide:

- (a) Cual es el LGR de la producción?
- (b) Cual es el GOR inicial?
- (c) Cual es el peso molecular del LGN?
- (d) Cual es la gravedad específica de la producción total?
- (e) Calcular el factor de desviación del Gas (Z) a las condiciones iniciales del fluido y de la presión del reservorio, para $T_c=420^\circ\text{R}$ y $P_{pc}=653 \text{ psi}$.
- (f) Calcule las moles iniciales in-situ por acre-pie.
- (g) Calcule cual es el porcentaje en mol que representa el gas, durante la producción mencionada.
- (h) Calcule los volúmenes que representarían el gas y LGN a condiciones in-situ.
- (i) Cuanto de gas a condiciones in-situ, representa la producción.

SOLUCION

(a) Considerando:

$$LGR = \frac{\text{Liquido}}{\text{Gas}} = \frac{30,000 \cdot b/d}{350 \cdot \text{MMscf} / d} = 81.71 \cdot \text{bl} / \text{MMscf}$$

(b)

$$GOR = \frac{Gas}{Liquido} = \frac{350 \cdot MMscf / d}{30,000 \cdot b / d} = 11,666.7 \cdot SCF / bl$$

(c)

$$PM_{Liq} = \frac{6,084}{52 - 5.9} = 131.97$$

(d) Usando:

$$\gamma_T = \frac{(GOR \cdot \gamma_g) + 4,584 \cdot \gamma_o}{GOR + 132,000 \cdot \frac{\gamma_o}{M_o}}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{API + 131.5} = \frac{141.5}{52 + 131.5} = 0.771$$

$$\gamma_T = \frac{(11,667)(0.73) + (4,584)(0.771)}{11,667 + (132,000) \left(\frac{0.771}{131.97} \right)} = 0.9766$$

(e) Usando:

$$T_{pr} = \frac{185 + 460}{420} = 1.536$$

$$P_{pr} = \frac{3,500}{653} = 5.36$$

Usando gráfico de correlaciones, se obtiene:

$$Z = 0.82$$

(f)

Para las condiciones de reservorio, el número de moles en 1 acre-pie:

$$P \cdot V = n \cdot Z \cdot R \cdot T$$

$$n = \frac{P \cdot V \cdot \phi}{Z \cdot R \cdot T} = \frac{(3,500)(43,560)(0.17)}{(0.82)(10.73)(185 + 460)} = \frac{25'918,200}{5,675.097} = 4,567.006$$

(g)

$$f_g = \frac{n_g}{n_g + n_L} = \frac{\left(\frac{GOR}{379.4}\right)}{\left(\frac{GOR}{379.4}\right) + \left(\frac{350 \cdot \gamma_L}{M_L}\right)} = \frac{\left(\frac{11,667}{379.4}\right)}{\left(\frac{11,667}{379.4}\right) + \left(\frac{350 \cdot 0.771}{131.97}\right)} = 0.9376 = 93.8\%$$

(h)

Previamente, a condiciones estandar (z=1), para el gas en-sitio:

$$P \cdot V = n \cdot R \cdot T$$

$$V = n \cdot \left(\frac{R \cdot T}{P}\right)$$

$$V = 4,567 \cdot \left(\frac{10.73 \cdot (460 + 60)}{14.7}\right) \cdot 0.9376$$

$$V = 4,567 \cdot (379.6) \cdot 0.9364 = 1.623MMscf / ac - pie$$

Para los líquidos:

$$N_L = \frac{1.623MMscf / ac - pie}{11,667scf / bl} = 139.1bl / ac - pie$$

(i) El gas total, a ser retirado del reservorio es (la producción de gas representa el 93.64% del total de moles producidas):

$$G_p = \frac{\text{Gas} - \text{Diario}}{0.9364} = \frac{350 \text{MMscf} / d}{0.9364} = 373.77 \text{MMscf} / d$$

El retiro total de gas del reservorio será:

$$\frac{P_r \cdot V_r}{Z_r \cdot T_r} = \frac{P_s \cdot V_s}{T_s}$$

$$V_r = V_s \cdot \left(\frac{P_s}{T_s} \right) \cdot \left(\frac{T_r}{P_r} \right) \cdot Z_r$$

$$V_r = 373.77 \cdot \left(\frac{14.7}{460 + 60} \right) \cdot \left(\frac{185 + 460}{3500} \right) \cdot 0.82 = 1.596 \text{MMft}^3 / d$$

EJEMPLO 03 RECUPERACION DE GAS Y LIQUIDOS

Calcular el comportamiento de un reservorio de gas condensado sobre la base de datos de laboratorio que se muestran en las tablas siguientes y otros datos al respecto son:

$P_i = 2,960$ psi (punto de rocío),

$P_a = 500$ psi,

$T_r = 195^\circ\text{F}$

$S_{wi} = 0.30$

$\phi = 0.25$

$T_{sc} = 60^\circ\text{F}$

$P_{sc} = 14.7$ psi

$V_{cell} = 947.5 \text{ cm}^3$

$PM_{C7+} = 114$ lb/lb-mol

$\gamma_{C7+} = 0.755$ a 60°F .

1	2	3	4	5	6	7	8
Composición del gas producido (Mol fracción)							
Psi	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7+
2,960	0.752	0.077	0.044	0.031	0.022	0.022	0.052
2,500	0.783	0.077	0.043	0.028	0.019	0.016	0.034
2,000	0.795	0.078	0.042	0.027	0.017	0.014	0.027
1,500	0.798	0.079	0.042	0.027	0.016	0.013	0.025
1,000	0.793	0.080	0.043	0.028	0.017	0.013	0.026
500	0.768	0.082	0.048	0.033	0.021	0.015	0.033

	9	10	11	12
A condiciones de celda (195°F y presión de celda)				
Psi	Gas producido (cm ³)	Líquido retrógrado disponible en la celda (cm ³)	Volumen de líquido retrógrado, (%)	Z
2,960	0.0	0.0	0.0	0.771
2,500	175.3	62.5	6.6	0.794
2,000	227.0	77.7	8.2	0.805
1,500	340.4	75.0	7.9	0.835
1,000	544.7	67.2	7.1	0.875
500	1,080.7	56.9	6.0	0.945

Considere que por aspectos de tecnología, la recuperación de los líquidos es como sigue:

C4 (butanos) = 25% como líquidos,
 C5 (pentanos) = 50% como líquidos,
 C6 (hexanos) = 75 % como líquidos,
 C7+ (heptanos y mas pesados) = 100% como líquidos.

SOLUCION

Se efectuarán los cálculos para una unidad (acre-pie) de reservorio.
 Se genera la siguiente tabla de resultados:

1	2	3	4	5	6	7	8
Psi	ΔG_p	Gas Res.	ΔNL	Rsi	Gp	%	%
2,960	0.0	0.0	0.0	10,600	0.0	0.0	0.0
2,500	240.1	225.1	15.3	14,700	15.2	15.6	10.7
2,000	245.2	232.3	13.1	17,730	30.7	31.7	19.8
1,500	266.0	252.8	13.3	19,010	47.6	49.3	29.1
1,000	270.8	256.9	14.0	18,350	64.7	67.1	38.9
500	248.7	233.0	15.9	14,650	80.4	83.3	50.0
	1,270.8	1,200.1	71.6				

Se presentará el detalle para el cálculo cuando el reservorio se depleta desde 2,960 psi a 2,500 psi.

Columna (2):

Corresponde al nivel de extracción de gas del reservorio, en MSCF/acre-pie

El volumen disponible para hidrocarburos se obtiene por:

$$V_{HC} = 43,560 \times 0.25 \times (1 - 0.30) = 7,623 \cdot ft^3 / ac - pie$$

El gas que se producía en el reservorio real, a partir de los datos de laboratorio:

$$\Delta V_{2,960-2,500} = 7,623 \cdot \left(\frac{175.3}{947.5} \right) = 1,410.4 \cdot ft^3 / ac - pie$$

Convirtiendo este volumen a condiciones estándar (SCF):

$$\Delta V_{2,960-2,500} = \left(\frac{R_{Std} \cdot T_{Std}}{P_{Std}} \right) \cdot \left[\frac{P_r \cdot V_r}{Z \cdot R_r \cdot T_r} \right] = (379.4) \cdot \left[\frac{2,500 \times 1,410}{0.794 \times 10.73 \times 655} \right] = 239,659.7 \cdot SCF$$

$$\Delta V_{2,960-2,500} = 240 \cdot MSCF$$

Esta cantidad representa el volumen de gas (como fase gas) que sale del reservorio, en SCF.

Columna (3)

El volumen de gas (240 MSCF) que sale del reservorio, cuando llega a superficie, por efectos de presión y temperatura, se convierte en gas seco y líquidos del gas natural, cuyos volúmenes son:

El número de moles que se convierte a líquidos:

$$\Delta N_L = [(0.25 \times 0.028) + (0.5 \times 0.019) + (0.75 \times 0.016) + 0.034] = 0.0625 \cdot \text{mol} - \text{fracción}$$

Por lo tanto, la cantidad de gas (a condiciones de reservorio y SCF) que se convertirá en líquidos a las condiciones de superficie, será:

$$\Delta G_L = 240 \times 0.0625 = 15 \text{ MSCF}$$

Y la cantidad de gas, que se mantendrá como gas, a condiciones de superficie, será:

$$240 \text{ MSCF} - 15 \text{ MSCF} = 225 \text{ SCF.}$$

Columna (4)

Por otro lado, los 15 MSCF de gas (a condiciones de reservorio, en SCF) que se convertirá a líquido, se cuantifica como líquido de acuerdo a:

El C7+, rinde de acuerdo a:

$$C_{7+} = \frac{PM_{C7+}}{(0.3794 \cdot \text{MSCF} / \text{lb} - \text{mol}) \cdot (8.337 \cdot \text{lb} / \text{gal}) \cdot \gamma_{C7+}} = \frac{114}{0.3794 \times 8.337 \times 0.755} = 47.7 \cdot \text{gal} / \text{MSCF}$$

El total de líquido:

$$[(0.25 \times 0.028 \times 240)(32.04) + (0.50 \times 0.019 \times 240)(36.32) + (0.75 \times 0.016 \times 240)(41.03) +$$

$$(0.034 \times 240)(47.7)] =$$

$$[(1.68)(32.04) + (2.28)(36.32) + (2.88)(41.03) + (8.16)(47.7)] =$$

$$[(53.827) + (82.81) + (118.166) + (389.23)] = 644 \text{ galones} = 644/42 = 15.3 \text{ STB.}$$

Columna (5)

$$GOR = \frac{225 \cdot MSCF}{15.3 \cdot STB} = 14,706 \cdot SCF / STB$$

Columna (6), (7) y (8):

El volumen de gas in-situ de un acre-pie, se puede obtener a partir del volumen de reservorio disponible para hidrocarburo, a condiciones de presión inicial (2,960 psi) y llevarlo a condiciones estandar, tal como:

$$V_{2,960} = \left(\frac{R_{Std} \cdot T_{Std}}{P_{Std}} \right) \cdot \left[\frac{P_r \cdot V_r}{Z \cdot R_r \cdot T_r} \right] = (379.4) \cdot \left[\frac{2,960 \times 7,623}{0.771 \times 10.73 \times 655} \right] = 1,580 \cdot SCF$$

Si repetimos los pasos correspondientes a las columnas (3) y (4), para la distribución de moles, pero para la condición inicial, se obtendrá:

La fracción molar que se convierte en líquido será 0.088 y la recuperación líquida será de 3.808 galones/MSCF (3.808 / 42 = 0.097 bl/SCF), por lo que:

$$G = (1 - 0.088) (1,580 \text{ SCF}) = 1,441 \text{ MSCF/acre-pie,}$$

$$N = 0.097 \times 1,580 \text{ SCF} = 143.2 \text{ STB/acre-pi}$$

Por lo tanto, las recuperaciones en el tramo 2,960 psi a 2,500 psi serán:

Recuperación considerando el retiro del gas del reservorio: $240/1,580 = 15.19\%$

Recuperación considerando el gas recuperado en superficie: $225/1,441 = 15.61\%$

Recuperación de líquidos: $15.3 / 143.2 = 10.68\%$