



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS E IDENTIFICACIÓN
DE ZONAS CON FLUIDOS EN EL YACIMIENTO UTILIZANDO
REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS**

T E S I S

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
HUGO AVILES GÓMEZ**



DIRECTOR DE TESIS: M.C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ

CIUDAD UNIVERSITARIA

MÉXICO D.F., ABRIL 2007



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-220

SR. HUGO AVILES GÓMEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. C. Jaime Ortiz Ramírez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS E IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON FLUIDOS EN EL YACIMIENTO UTILIZANDO REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

INTRODUCCIÓN
I COMPORTAMIENTO Y ANÁLISIS DE LAS FASES
II PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS
III REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS
IV EJEMPLOS
V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
ANEXOS
BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”
Cd. Universitaria, D. F., a 7 de marzo de 2007
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*JAGC*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TEMA DE TESIS

“PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS E IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON FLUIDOS EN EL YACIMIENTO UTILIZANDO REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS”

DIRIGIDA POR: M.C. Jaime Ortiz Ramírez

PRESENTADA POR: Hugo Aviles Gómez

NÚMERO DE CUENTA: 09901022-3

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

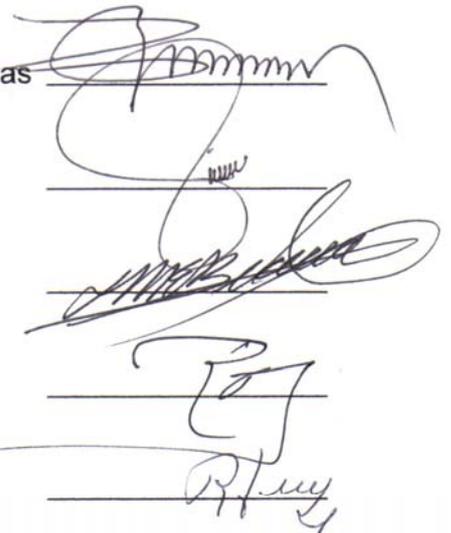
PRESIDENTE: Ing. Manuel Juan Villamar Viguera

VOCAL: M.C. Jaime Ortiz Ramírez

SECRETARIO: Ing. Mario Becerra Zepeda

PRIMER SUPLENTE: Dr. Rafael Rodríguez Nieto

SEGUNDO SUPLENTE: Dr. Rafael Herrera Gómez



Handwritten signatures of the jury members, corresponding to the names listed on the left. The signatures are written in black ink and are placed over horizontal lines that serve as a guide for the text alignment.

Ciudad Universitaria, DF., Abril 2007

AGRADECIMIENTOS

AGRADEZCO A MIS PADRES *JOSÉ AVILES CRUZ* Y *MARIA ALICIA GÓMEZ LOPEZ* POR LA VIDA QUE ME DIERON, EL APOYO QUE ME HAN BRINDADO EN MI VIDA EN FAMILIA Y MI VIDA COMO ESTUDIANTE HASTA QUE LLEGO A ESTE MOMENTO, CULMINADO CON LA PRESENTACIÓN DE ESTA TESIS... MUCHAS GRACIAS POR SU APOYO.

AGRADEZCO A MI NOVIA *LAURA CEDILLO ARIAS* QUIEN A MI LADO EN MOMENTOS BUENOS Y MALOS ME BRINA SU APOYO COMPARTIENDO LOS MOMENTOS GLORIOSOS Y COMPRENDIENDOME EN LOS MOMENTOS DIFÍCILES QUE SE PRESENTARON EN MI TRAYECTORIA ESCOLAR SUPERANDO MUCHOS GRACIAS A ELLA.

AGRADEZCO A LA *UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO* (UNAM) Y A LA *FACULTADA DE INGENIERÍA* (FI) POR MI FORMACIÓN COMO PROFESIONISTA EN EL TIEMPO QUE HE PERTENECIDO A ÉSTAS.

AGRADEZCO A LA *ASOCIACIÓN MEXICANA DE INGENIEROS PETROLEROS* (AIPM) YA QUE CON SU APOYO Y CONFIANZA OTORGANDOME LA BECA QUE ME BRINDO LA POSIBILIDAD DE CONTINUAR MIS ESTUDIOS, ESTIMULANDOME DE MANERA SIGNIFICATIVA A SER CADA DIA MEJOR.

A EL *M. C. JAIME ORTÍZ RAMIREZ* QUIEN ACEPTO DIRIGIR ESTA TESIS COMPARTIENDOME SU TIEMPO Y CONOCIMIENTO PARA DESARROLLAR, DE MANERA OPTIMA, LOS TEMAS DE INTERÉS EN ESTA TESIS, ADEMÁS DEL TIEMPO EN QUE COMO MAESTRO ME MOSTRO UNA FORMA DE INTERPRETAR EL CONOCIMIENTO Y ANALIZAR LOS PROBLEMAS.

A EL *ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS*, QUE ME ASESORÓ EN LA DELIMITACIÓN DE IDEAS Y TEMAS A DESARROLLAR EN MI TESIS, ADEMÁS POR

VIII

MEDIO DE SUS CLASES, ME MOSTRO UNA MANERA DE INTERPRETAR EL CONOCIMIENTO OBTENIDO EN LA VIDA DIARIA, COMO EL OBTENIDO POR MEDIO DE LA PARACTICA Y ESTUDIO, POR ESTO GRACIAS.

A EL **ING. MARIO BECERRA ZEPEDA** QUIEN DEDICO SU TIEMPO A LA REVISIÓN DE MI TESIS Y RESOLVER DUDAS, EN PARTE DE MI ESTANCIA EN LA FACULTAD DE INGENIERIA, BRINDANDOME DE CONFIANZA PARA SER UN MEJOR PROFESIONISTA POR MEDIO DE SU ENSEÑANZA DENTRO Y FUERA DEL SALÓN DE CLASES.

AL. **DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO** QUE COMO MAESTRO ME ENSEÑO LA IMPORTANCIA DEL ANÁLIZIS DEL PROBLEMA PARA SU ENTENDIMIENTO Y COMO PERSONA ME ENSEÑO QUE SER MEJOR ES UNA FORMA DE VIDA Y UNA ACTICUD ANTE ESTA, ADEMAS ME BRINDO LA CONFIANZA EN MI ESTANCIA EN LA FACULTAD DE INGENIERÍA ICLINANDO MI DESEO DE SAVER DEL AREA DE YACIMIENTOS.

AL. **DR. REAFael HERRERA GÓMEZ** QUIEN DEDICO SU TIEMPO A LA REVISIÓN DE ESTA TESIS.

A MIS DEMAS **MAESTROS, AMIGOS Y COMPAÑEROS** DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA CON LOS CUALES COMPARTI DE CINCO AÑOS DE MI VIDA A UN SEMESTRE APRENDIENDO DE ELLOS Y CON ELLOS.

¡¡ATODOS MIL GRACIAS!!

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
 INTRODUCCIÓN.....	 1
 1) COMPORTAMIENTO Y ANÁLISIS DE LAS FASES.....	 5
1.1) <i>COMPORTAMIENTO DE LAS FASES</i>	6
1.2) <i>DIAGRAMAS DE FASES</i>	15
1.3) <i>ANÁLISIS PVT (Presión, Volumen, Temperatura)</i>	26
 2) PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS.....	 35
2.1) <i>PROPIEDADES DEL ACEITE</i>	38
2.2) <i>CORRELACIONES PARA OBTENER PROPIEDADES DEL ACEITE</i>	42
2.3) <i>PROPIEDADES DEL GAS</i>	63
2.4) <i>CORRELACIONES PARA OBTENER PROPIEDADES DEL GAS</i>	74
 3) REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.....	 83
3.1) <i>REGISTROS DE LITOLOGIA</i>	85
3.2) <i>REGISTROS DE RESISTIVIDAD O CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA</i>	92
3.3) <i>REGISTROS DE POROSIDAD (ϕ)</i>	101
3.4) <i>COMBINACIÓN DE REGISTROS PARA IDENTIFICAR LOS FLUIDOS</i>	108
 4) EJEMPLOS.....	 111
4.1) <i>DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES DEL ACEITE</i>	111
4.2) <i>DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES DEL GAS</i>	132
4.3) <i>IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON FLUIDOS, POR MEDIO DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS</i>	142
 5) CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	 147
 ANEXOS.....	 151
BIBLIOGRAFÍA.....	157

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. (1) Fuerzas que gobiernan el comportamiento de los hidrocarburos.....	6
Fig. (2) Diagrama presión-temperatura para una sustancia pura.....	7
Fig. (3) Variación de la densidad de un fluido saturado con respecto a la temperatura...	8
Fig. (4) Presión contra temperatura para un componente puro de hidrocarburo.....	9
Fig. (5) Comportamiento de un componente simple: diagrama presión-volumen a temperatura constante.....	11
Fig. (6) Comportamiento de un componente simple: curvas presión-volumen a diferentes temperaturas, definiendo las curvas de puntos de rocío y puntos de burbujeo.....	11
Fig. (7) Representación de un diagrama presión-temperatura, para un sistema de dos componentes.....	12
Fig. (8) Representación del cambio de fases a temperatura constante.....	13
Fig. (9) Diagrama de fases de un sistema multicomponente.....	14
Fig. (10) Diagrama presión-temperatura para aceite de bajo encogimiento.....	16
Fig. (11) Diagrama presión-temperatura para aceite de alto encogimiento.....	18
Fig. (12) Diagrama presión-temperatura para gas y condensado.....	20
Fig. (13) Diagrama presión-temperatura para gas húmedo.....	22
Fig. (14) Diagrama presión-temperatura para gas seco.....	24
Fig. (15) Diagrama de la prueba de vaporización diferencial.....	27
Fig. (16) Diagrama de la prueba de agotamiento a volumen constante.....	30
Fig. (17) Representación de prueba de separador.....	31
Fig. (18) Factor de volumen del aceite.....	39
Fig. (19) Comportamiento de R_s para un yacimiento bajo-saturado.....	40
Fig. (20) Comportamiento de R para un yacimiento bajo-saturado.....	40
Fig. (21) Variación de la viscosidad del aceite en el yacimiento con respecto a la presión	42
Fig. (22) Factores de compresibilidad de: metano, etano y propano a 140 °F.....	66
Fig. (23) Efecto de la presión, temperatura y composición en el factor Z	67
Fig. (24) Factor de volumen del gas.....	68
Fig. (25) Imagen que muestra la distribución de fluidos originada durante la perforación.....	83
Fig. (26) Imagen de las zonas invadidas.....	85
Fig. (27) Arreglo básico para un registro S.P.....	86
Fig. (28) Diagrama de un registro S.P.....	87
Fig. (29) Diagrama de un registro de rayos gamma.....	91
Fig. (30) Las cuatro respuestas básicas para los registros S.P. y resistividad.....	93
Fig. (31) Diagramas de registros S.P. y resistividad mostrando las respuestas para una	

relación de agua de yacimiento para diferentes casos entre la resistividad del lodo de perforación (R_m) y el agua de formación (R_w).....	94
Fig. (32) Diagrama de registros S.P. y resistividad.....	96
Fig. (33) Esquema de la herramienta Doble Laterolog- R_{x0}	98
Fig. (34) Diagrama representativo del Doble Laterolog- R_{x0}	98
Fig. (35) Diagramas del registro Doble Inducción Laterolog-8 (DIL-LL8) y S.P.....	100
Fig. (36) Diagrama de los registros rayo-gamma con el neutrón estándar.....	103
Fig. (37) Representación esquemática de un sistema de registro CNL.....	105
Fig. (38) Representación de la herramienta de registro de doble espaciamento.....	107
Fig. (39) Diagrama de los registros rayo-gamma con el de densidad.....	107
Fig. (40) Representación de los tres registros, para la determinación de zonas de interés	109
Fig. (41) Variación de las propiedades del aceite, en relación con el cambio de la presión de separación	115
Fig. (42) Comparación de datos obtenidos de B_o , del de análisis PVT y las correlaciones de AL-SHAMMASI. Para el fluido Good Oil.....	120
Fig. (43) Comparación de datos obtenidos de R_s , del análisis PVT y la correlación de G.E. Petrosky Jr. Y F. Farshad. Parar el fluido Good Oil.....	123
Fig. (44) Comparación de datos obtenidos de B_o , del análisis PVT y la correlación de G.E. Petrosky Jr. Y F. Farshad. Parar el fluido Good Oil.....	124
Fig. (45) Comparación de datos obtenidos de B_o , del análisis PVT y la correlación de Birol Dindoruk y Meter G. Christman parar el fluido Good Oil.....	127
Fig. (46) Comparación de datos obtenidos de R_s , del análisis PVT y la correlación de Birol Dindoruk y Meter G. Christman. Parar el fluido Good Oil.....	128
Fig. (47) Comparación de datos obtenidos de μ_o , del análisis PVT y la correlación de G. E. Petrosky y F. Farshad. Para el fluido Good Oil.....	131
Fig. (48.a) Determinación de zonas de fluidos por medio de la combinación de registros geofísicos de pozos.....	143
Fig. (48.b) Determinación de zonas de fluidos por medio de la combinación de registros geofísicos de pozos.....	144
Fig. (48.c) Identificación de zonas de interés por la combinación de registros litológicos, de resistividad y de porosidad.....	146
Fig. (49) Primeros miembros de las series de parafinas.....	152
Fig. (50) Miembros típicos de las ciclo-parafinas.....	153
Fig. (51) Estructura química del benceno.....	153

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1- Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluidos según AMYX.....	25
TABLA 2- Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluidos según Danesh Ali.	25
TABLA 3- Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluidos según Mendez L. T. y Teyssier S. J.....	25
TABLA 4- Coeficientes para la correlación p_{bp}	46
TABLA 5- Coeficientes para la correlación B_{obp}	51
TABLA 6- Coeficientes para la correlación R_{sbp}	54
TABLA 7- Coeficientes para la correlación μ_{OD}	59
TABLA 8- Coeficientes para la correlación μ_{obp}	60
TABLA 9- Coeficientes para la correlación μ_o	60
TABLA 10- Coeficientes para la correlación c_{obp}	62
TABLA 11- Propiedades de diferentes constituyentes del gas natural.....	71
TABLA 12- Clasificación de registros de resistividad.....	96
TABLA 13- Datos del hidrocarburo.....	111
TABLA 13.A – Composición del aceite del yacimiento.....	111
TABLA 13.B – Relación presión volumen a temperatura de yacimiento, 220 °F.....	112
TABLA 13.C – Datos volumétricos del aceite.....	112
TABLA 13.D – Resultado de la prueba de vaporización diferencial método convencional.....	113
TABLA 13.E – Resultados de la prueba de separación a 75 °F.....	114
TABLA 13.F – Viscosidad del aceite a temperatura de yacimiento.....	114
TABLA 14- Cálculos comparativos para la determinación de R_s	121
TABLA 15- Cálculos comparativos para la determinación de R_s	122
TABLA 16- Cálculos comparativos para la determinación de B_o	123
TABLA 17- Cálculos comparativos para la determinación de R_s	126
TABLA 18- Cálculos comparativos para la determinación de B_o	127
TABLA 19- Cálculos comparativos para la determinación de R_s	132
TABLA 20- Constantes físicas de los constituyentes comunes de hidrocarburos gaseosos, y una composición típica del gas.....	133
TABLA 21- Porcentajes de componentes químicos para determinar el tipo de fluido (en porcentaje de volumen o fracción-mol).....	154

INTRODUCCIÓN

La humanidad ha necesitado, desde sus inicios, una fuente de energía para poder desarrollarse en su medio ambiente, adaptándolo a sus requerimientos. Por tanto, el hombre ha desarrollado diferentes formas de obtener la energía que le proporciona la naturaleza, como lo es la eólica, geotérmica, solar, combustibles fósiles, etc.

La energía más usada es la proveniente de combustibles fósiles, por tanto, la mayor parte de la tecnología existente está desarrollada en función de ésta, de ahí que surge la importancia de comprender las características y comportamiento de los combustibles fósiles que la naturaleza nos ha proporcionado, para poder obtenerlos de la mejor manera posible.

Una forma de contribuir a esto es entendiendo las propiedades de los hidrocarburos que conforman el combustible fósil, además de tener claras las propiedades más importantes; es necesario conocer diferentes formas de obtener estas propiedades, ya que la forma de obtenerlas depende del tiempo, la información y los recursos disponibles, implicando una mayor o menor inversión de recursos dentro de un proyecto.

En la industria petrolera es importante tener una estructura clara y concisa acerca de la mejor forma de explotación de un campo petrolero (por medio de datos reportados en los análisis PVT se proyecta el comportamiento de los hidrocarburos en el yacimiento a través del decremento de la presión), además de conocer análisis y ecuaciones (correlaciones) que permitan obtener de forma cuantitativa las propiedades de los hidrocarburos necesitadas para un mejor aprovechamiento del combustible fósil y optimización de los recursos naturales.

Así que, cuando un yacimiento petrolero es descubierto, es necesario usar toda la información y herramientas disponibles para su interpretación, ya que por medio de ésta se determinan con buena aproximación, las cantidades de

hidrocarburos originales en el yacimiento, lo que permitirá determinar la forma de explotación más adecuada en ese momento y establecer al mismo tiempo uno o varios escenarios posibles de explotación, que podrían ser usados en un futuro, dependiendo de diversos factores que deben ser analizados.

En el primer capítulo, llamado comportamiento y análisis de las fases se describe el comportamiento de los hidrocarburos ante cambios en la presión y temperatura, ya que además de conocer propiedades PVT de los fluidos, es importante que se analice el comportamiento individual de los componentes de la fase, debido a que la composición química de una sustancia determinará la fase y comportamiento de la misma.

Por medio de la composición química de una muestra de fluido, es posible realizar un diagrama de fases que ejemplifica el comportamiento de la sustancia, a diferentes presiones y temperaturas, clasificando de esta manera en cinco los tipos de yacimientos; yacimientos de aceite y gas disuelto (bajo encogimiento), yacimientos de aceite y gas disuelto (alto encogimiento), yacimientos de gas y condensado, yacimientos de gas húmedo y yacimientos de gas seco.

Además de conocer las propiedades de los hidrocarburos contenidos en un yacimiento, es necesario determinar la o las presiones de separación óptimas en superficie, para yacimientos de aceite, ya que los valores de las propiedades del factor de volumen del aceite y la relación de solubilidad deben de ser modificados, dependiendo, de las etapas de separación para explotar un yacimiento de manera óptima. Para determinar las condiciones de separación óptimas existen diferentes procedimientos; una forma de hacerlo es por medio de análisis PVT, simulando condiciones de yacimiento.

La evaluación y determinación de las propiedades de una mezcla de hidrocarburos, generalmente es obtenida por medio de análisis PVT, pero este resulta ser un estudio costoso e involucra un tiempo de respuesta; además, la evaluación con pozos exploratorios requiere estimar el comportamiento del hidrocarburo. De esta manera es posible que datos experimentales no estén

disponibles en yacimientos que no garanticen el costo de un estudio PVT o la toma de muestra por profundidad, por tanto surge la necesidad del desarrollo de correlaciones (ecuaciones empíricas); de éstas, unas de las más usadas en la industria petrolera son las desarrolladas por Standing, que aparte de ser las correlaciones más usadas, otras nuevas correlaciones han sido desarrolladas en función de estas, adaptándolas con nuevos coeficientes para mejorar la predicción de propiedades PVT para diferentes composiciones de fluidos.

Como estudiantes resultaría muy difícil pagar un estudio PVT, de una muestra de fluidos, para obtener propiedades como: B_o , p_b , R_s , R , μ_o , entre otras, pero esta no debe ser una limitante, ya que por medio de correlaciones desarrolladas es posible obtener estas propiedades, en función de nuestras necesidades, además de mostrar una buena aproximación al valor real de la propiedad calculada.

De aquí la importancia de la estructuración de la presente investigación, ya que para diferentes muestras de fluidos (diferentes composiciones) han sido desarrolladas correlaciones; por tanto un objetivo es describir algunas propiedades de los hidrocarburos y poderlas determinar con buena aproximación por medio de correlaciones, además de poder identificar cualitativamente la presencia de fluidos en el yacimiento, por medio de la interpretación de registros geofísicos de pozos.

El uso de correlaciones, además permite obtener las propiedades del fluido, sin necesidad de un laboratorio, pudiéndolas determinar de manera rápida y confiable; por este motivo, en esta investigación se reúnen diferentes tipos de correlaciones, algunas comparadas entre si, y otras que fueron desarrolladas con muestras tomadas en el Golfo de México, pero todas con un fundamento de análisis en su desarrollo.

En el segundo capítulo se describen algunas propiedades de interés para el aceite y el gas, mostrando algunas correlaciones para obtenerlas. Por ejemplo, las correlaciones de Standing (presentada en un artículo en el año 1947) que fueron establecidas para aceites y gases producidos en California y para otros

sistemas de crudo de bajo encogimiento, mientras que las correlaciones desarrolladas por Petrosky y Farshad fueron desarrolladas con muestras tomadas de yacimientos localizados mar afuera de Texas y Luisiana, así como áreas productoras al este de la isla de Galveston (en su artículo las describen como correlaciones para aceites del Golfo de México), o de las correlaciones más recientes presentadas en esta investigación (del año 2004) están las desarrolladas por Birol Dindoruk y Meter G. Christman, con muestras obtenidas del Golfo de México. Estas son solo unos ejemplos de las distintas correlaciones que se muestran en el primer capítulo.

Esta investigación también se ha desarrollado para que, por medio de la combinación de algunos registros geofísicos, se determine cualitativamente la presencia de fluidos en la formación, siendo los fluidos de interés los hidrocarburos (así como acuíferos asociados al yacimiento, para determinar su contacto).

Entre los tipos de registros para poder determinar características de interés dentro de la formación se encuentran: los litológicos (S.P. y rayos gamma) para determinar zonas permeables; registros de resistividad (doble laterolog- R_{xo} y doble inducción laterolog 8) para determinar zonas con hidrocarburos y con agua; por último, dos registros de porosidad (densidad y neutrón) para determinar las zonas de gas y las zonas de líquido. Combinando estos tres tipos de registro es posible determinar si el fluido en la formación es hidrocarburo o agua, pudiendo así encontrar en el yacimiento el contacto agua-aceite y el contacto líquido-gas, si es que existen en el yacimiento.

En la parte final de este trabajo se muestran aplicaciones de algunas correlaciones descritas, para comparar así la efectividad de determinación de propiedades PVT, por medio de correlaciones comparándolas con los datos de un prueba PVT, realizada a un yacimiento de aceite negro. Además, con el ejemplo de combinación de registros para identificación cualitativa de zonas con fluidos, queda cubierto lo que se incluye en el título de esta tesis: Propiedades de los hidrocarburos e identificación de zonas con fluidos en el yacimiento utilizando registros geofísicos de pozos.

1) COMPORTAMIENTO Y ANÁLISIS DE LAS FASES

Durante el proceso de explotación de un yacimiento, existe un decremento de la presión en este; en consecuencia, el gas disuelto en el aceite se libera tanto en el yacimiento por la disminución de presión a temperatura de yacimiento, o dentro de la tubería de producción e instalaciones superficiales hasta el separador, por un proceso de cambio de presión y temperatura.

El análisis hecho a los hidrocarburos está diseñado para representar el comportamiento de éstos en el yacimiento, durante la etapa de explotación, se efectúa en el laboratorio por medio de un análisis presión, volumen y temperatura, sobre las muestras representativas de los fluidos contenidos en el yacimiento.

Se trata de simular con estos fluidos el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos, tanto a condiciones del yacimiento, como a condiciones de separador. La muestra representativa se coloca en una celda, donde se efectúan las operaciones correspondientes, según el análisis que se realice.

Las principales series de hidrocarburos, encontradas en el petróleo, son las parafinas, ciclo parafinas (naftenos), aromáticos (series de bencenos); si se quiere saber más de estas definiciones y su estructura química ver **Anexo 1**.

El petróleo puede ser definido como un depósito natural, de una mezcla compleja de hidrocarburos que pueden ser gas, líquido o sólido, dependiendo de su composición y la presión y temperatura a la cual está confinada.¹

Antes de describir el comportamiento de las fases es necesario explicar algunos conceptos básicos, como las propiedades termodinámicas que son características del sistema que se relaciona con la energía (masa, temperatura, presión, etc.), siendo el sistema una porción limitada del espacio en el que se

¹ GALTIN, Carl. *Petroleum engineering; Drilling and well completions*. p.(1)

estudian las variaciones de la energía; el estado es el conjunto de valores termodinámicos que definen un sistema y fase es la estructura física homogénea que presentan las sustancias (sólido, líquido y gas).

1.1) COMPORTAMIENTO DE LAS FASES

El comportamiento de una sustancia depende de la composición de esta (porcentaje de cada componente presente en una mezcla) y las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre. El hidrocarburo es una mezcla de diferentes componentes y tienen un comportamiento en relación con diferentes presiones y temperaturas.

Para determinar el comportamiento de la mezcla, es necesario realizar un proceso exhaustivo para obtener los componentes puros de ella. Una sustancia puede estar presente en fase líquida o gaseosa, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre; el vapor es definido como una sustancia en estado gaseoso que bajo condiciones ordinarias (de presión y temperatura) sería usualmente un líquido o un sólido.

En un sistema de fluidos se puede tener una mezcla homogénea o heterogénea. El comportamiento molecular de una mezcla se expresa de mejor manera por el comportamiento individual de las moléculas que componen la mezcla.

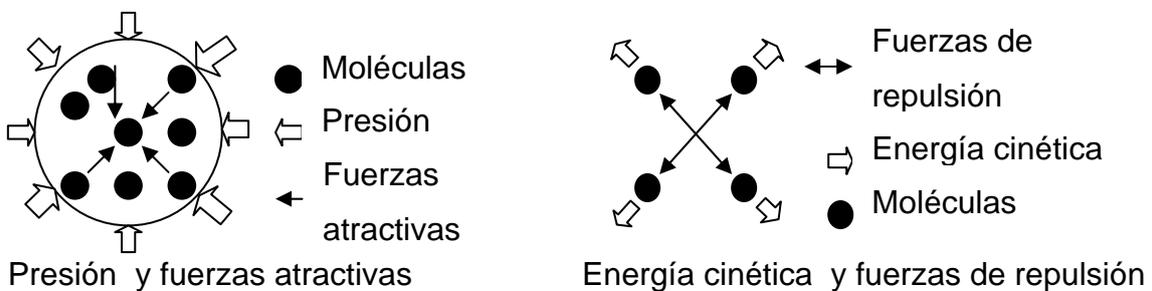


Fig. (1) Fuerzas que gobiernan el comportamiento de los hidrocarburos.

Son cuatro los factores físicos importantes que gobiernan el comportamiento de los hidrocarburos. Estos son (1) presión, (2) atracción molecular, (3) energía cinética (movimiento molecular asociado con la temperatura) y (4) repulsión molecular, **Fig. (1)**.²

COMPONENTES PUROS

El comportamiento de la fase de un componente puro se muestra en un diagrama presión temperatura, **Fig. (2)** la línea **AC** muestra todas las condiciones de presión y temperatura, donde el vapor y el líquido pueden coexistir en equilibrio y es comúnmente conocida como la curva de presión de vapor. La línea **AB** es la línea de equilibrio de sólido y líquido; es además conocida como la curva de derretimiento. La intersección de las líneas de vapor-líquido y líquido-sólido es el punto triple siendo el único punto donde las tres fases pueden coexistir en un sistema puro. La línea **AD** es la línea de sólido-vapor conocida como la línea de sublimación; un ejemplo es el hielo seco (dióxido de carbón sólido) que pasa de sólido a vapor.

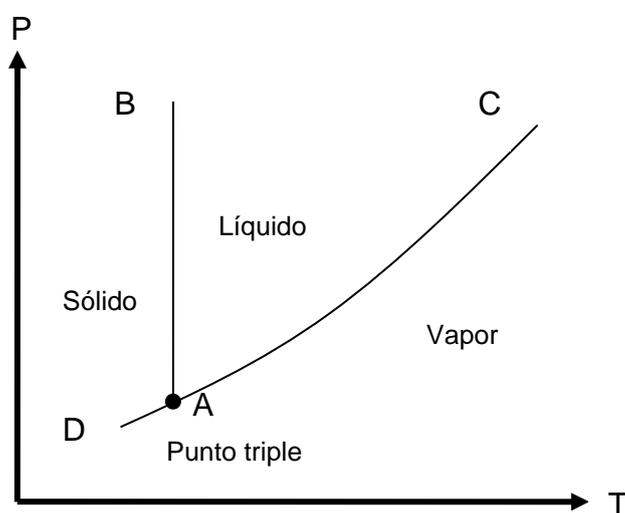


Fig. (2) Diagrama presión-temperatura para una sustancia pura.

La variación de la densidad de un fluido saturado con respecto a la temperatura, para un compuesto puro, es mostrada en la **Fig. (3)**. Las

² NORMAN, J. Clark. *Elements of petroleum reservoirs*. p(34)

densidades de las fases líquido y vapor se aproximan entre sí, conforme la temperatura incrementa. Ellos llegan a ser iguales a condiciones conocidas como el punto crítico. Todas las diferencias entre las fases son reducidas a medida que el sistema se aproxima al punto crítico. Desde luego, las fases llegan a ser las mismas y son indistinguibles en el punto crítico.³

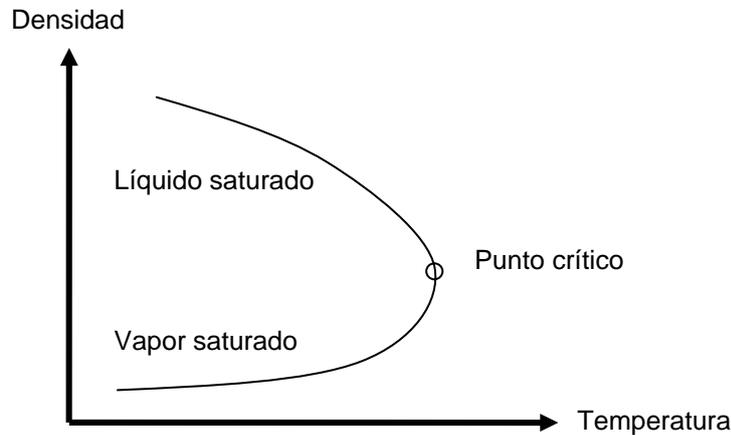


Fig. (3) Variaciones de la densidad de un fluido saturado con respecto a la temperatura.

CAMBIO EN LAS FASES

Si en un sistema de gas se incrementa la presión, las moléculas son forzadas a juntarse más; de esta manera el gas será comprimido y si la presión es la suficiente, cambiara a líquido. De maneta contraria, si se tiene hidrocarburo líquido y se disminuye la presión, las moléculas comenzaran a alejarse más, hasta que el líquido tienda a vaporizarse en gas.

Si las moléculas son pequeñas, como en el caso de metano y etano, ocurre una menor atracción entre las moléculas y una gran tendencia para apartarse entre sí, debido a su energía cinética del gas; por otro lado, si las moléculas son grandes, como en el hexano y heptano, tienden a ser atraídas al mismo tiempo dentro del líquido; lo contrario que ocurre con el gas debido a la energía cinética. Conforme la temperatura de la mezcla se incrementa, la energía cinética aumenta. La tendencia entonces es para todas las moléculas en el estado líquido a ser arrojadas dentro del estado gaseoso y el gas tiende a

³ ALI DANESH, *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*, p.(5)

expandirse. No obstante, si la temperatura disminuye, la energía cinética también disminuye y todas las moléculas (aún las pequeñas) tienden a ser atraídas a un estado líquido y a un congelado estado sólido, si la temperatura es lo suficientemente baja.⁴

COMPONENTE SIMPLE

Para un hidrocarburo puro tal como el propano, butano o pentano, está dada una presión para cada temperatura a la que el hidrocarburo puede existir tanto como un líquido como un gas. Esto está demostrado en la **Fig. (4)** bajo estas condiciones, las fuerzas que tienden a mover las moléculas las juntan al mismo tiempo (presión y fuerzas atractivas) balanceando la energía cinética que tiende a alejarlas. Si la presión es incrementada sin un cambio de temperatura, las moléculas de gas son forzadas a juntarse y las fuerzas atractivas entre las moléculas son así incrementadas. Las fuerzas de atracción son mayores que la cinética y las moléculas se condensan a una fase líquida.⁵

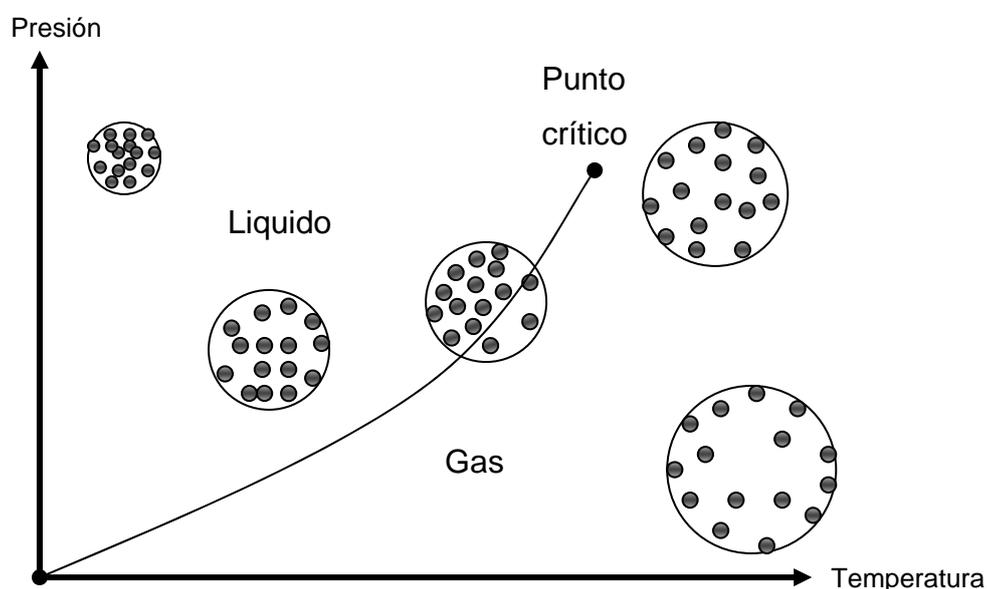


Fig. (4) Presión contra temperatura para un componente puro de hidrocarburo.

⁴ CLARK, Norman J. *Elements of petroleum reservoirs*. p. (35-36)

⁵ CLARK, Norman J. *Elements of petroleum reservoirs*. p. (36)

A temperatura constante si la presión disminuye, la distancia entre las moléculas de gas aumenta disminuyendo las fuerzas de atracción, siendo por tanto, las fuerzas que mantienen juntas a las moléculas, menores que la energía cinética de esta manera las moléculas conforman gas como se puede ver en la **Fig. (4)**, ya que como se observa a una alta temperatura con una presión baja, las moléculas se encuentran lo mas dispersas posibles entre sí, no obstante, en el caso contrario donde a una presión alta y baja temperatura las moléculas se encuentran lo mas cercano posible entre sí.

La curva que divide la fase líquida de la fase gaseosa de la **Fig. (4)** es llamada curva de presión de vapor. A la temperatura y presión del punto crítico son conocidas como temperatura crítica y presión crítica.

Para un componente puro a temperaturas mayores de la temperatura crítica solo existe gas, esto se debe a que las fuerzas de atracción no son lo suficientemente fuertes para mantener las moléculas unidas y lograr que pasen a fase líquida, ya que la alta temperatura genera una alta energía cinética entre las moléculas.

De la misma manera para un componente puro a presiones mayores de la presión crítica (en la región menor de la temperatura crítica) sólo existe líquido, debido a que las fuerzas de atracción son lo suficientemente fuertes para contrarrestar la energía cinética y mantener juntas a las moléculas en fase líquida.

Cuando la presión es incrementada a cierto nivel la saturación o presión de vapor, el gas comienza a licuarse (el punto de rocío) y el volumen ocupado puede ser reducido hasta llegar una presión que únicamente la fase líquida esté presente. Desde ese punto (el punto de burbuja) es necesario un considerable incremento de la presión para conseguir aún un pequeño decremento en el volumen **Fig. (5)**⁶

⁶ NIND, T.E.W., *Hydrocarbon reservoir and well performance*. p.(5)

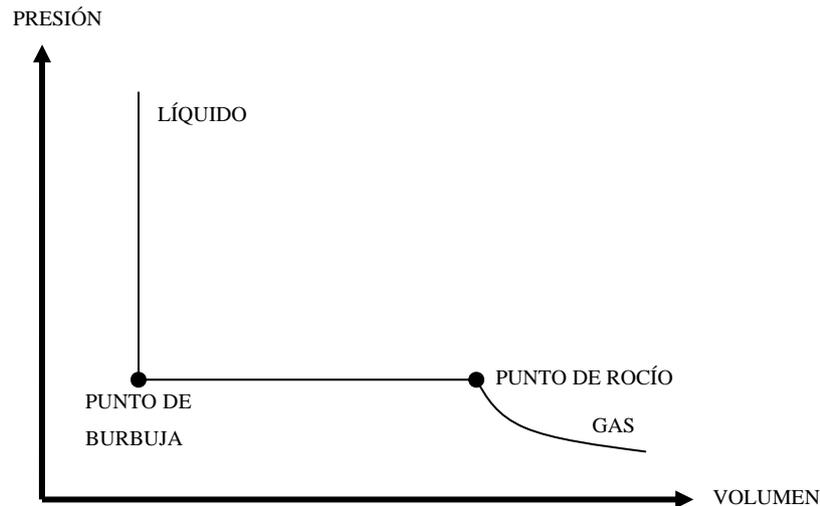


Fig. (5) Comportamiento de un componente simple: diagrama presión-volumen a temperatura constante.

El proceso anterior es realizado a temperatura constante; pero si la temperatura del sistema es aumentada, el punto de rocío y el punto de burbujeo cambian de lugar hasta llegar a la T_c (temperatura crítica) donde coinciden, **Fig. (6)**. Sobre esa temperatura no es clara la diferencia de que podría ser considerado como líquido (a altas presiones) y que podría ser considerado como gas (a bajas presiones).

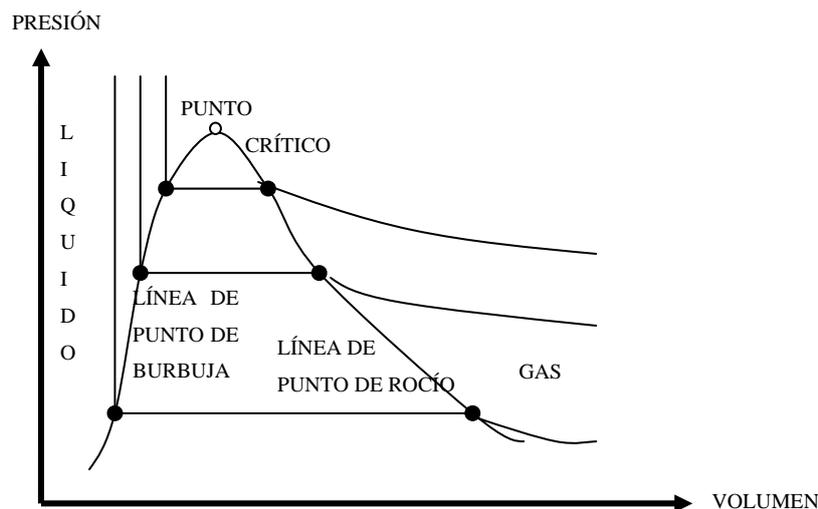


Fig. (6) Comportamiento de un componente simple: curvas presión volumen a diferentes temperaturas, definiendo las curvas de punto de rocío y burbujeo.

SISTEMA MULTICOMPONENTE

Una mezcla de dos componentes no es un sistema muy grande por tanto el comportamiento es similar al de un componente puro. En vez de una simple línea que represente el comportamiento de la sustancia con respecto a la presión y la temperatura, se forma una amplia región en la que dos fases (líquido y gas) coexisten. Para un sistema de dos componentes las dos fases pueden existir en equilibrio únicamente a una sola presión, si la temperatura es fijada, mientras que para un sistema multicomponente a diferentes presiones pueden existir las dos fases si es fijada la temperatura. Este concepto es aplicado a los sistemas de dos componentes como lo son mezclas de metano etano, propano, butano, etc. Además de ser aplicado a sistemas multicomponentes de hidrocarburos.

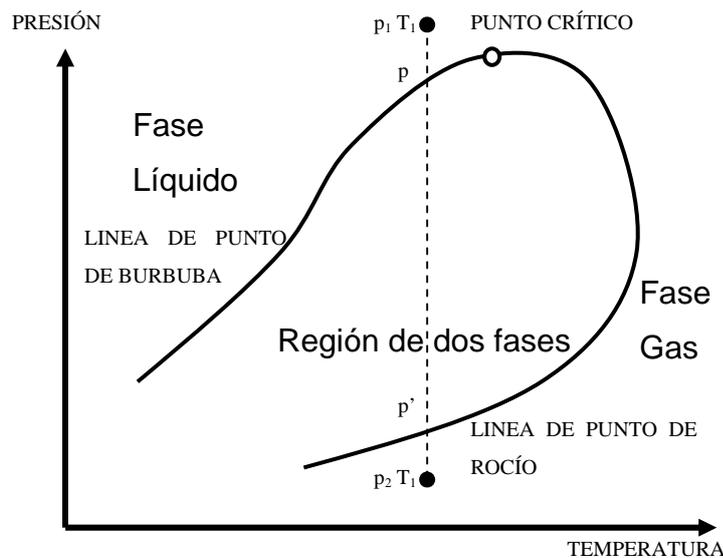


Fig. (7) Representación en un diagrama presión-temperatura, para un sistema de dos componentes.

La **Fig. (7)** muestra una relación típica entre la presión y la temperatura expresando la variación de las fases en un sistema de dos componentes. En el sistema de un componente, una simple línea fue suficiente para expresar los cambios de la fase gaseosa a la fase líquida. En un sistema de dos componentes dos líneas son necesarias para encerrar la región de dos fases. Los cambios en las fases pueden ser mejor ilustradas por la **Fig. (8)**, que indica

los cambios de fases con varios puntos tomados para pasar de p_1 T_1 a p_2 T_2 , en la **Fig. (7)**, dado que $p_1 \gg p_2$.⁷

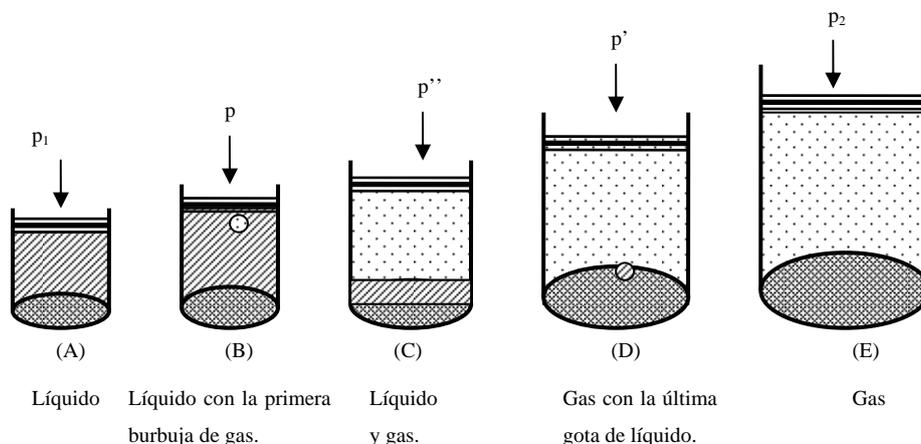


Fig. (8) Representación del cambio de fases a temperatura constante.

En la **Fig. (7)** el punto p_1 T_1 la fase es líquida, a temperatura constante al disminuir la presión del punto p_1 a p el líquido se expande, pero sigue permaneciendo en una sola fase, en el punto p pero por debajo de la envolvente de fases se libera la primer burbuja de gas (bajo la curva de burbuja) por tanto, se está en la presión de burbuja, debido a la disminución de presión se sigue expandiendo el fluido del punto p a p' liberándose cada vez más gas, por tanto, las dos fases están presentes (líquido y gas), pero en el punto p' justo en la curva de presión de burbuja se tiene la ultima gota de líquido, por debajo de este punto se condensa todo el líquido y el sistema se encuentra de nuevo en una sola fase, la fase gaseosa, que continua expandiéndose hasta el punto p_2 T_1 .

Analizando la **Fig. (8)** se puede entender con mas facilidad lo anteriormente descrito dado que en el punto A se tiene una muestra de líquido a una presión mayor a la de saturación, por lo que se encuentra dentro de la celda solo líquido, en el punto B se disminuye la presión hasta llegar a la presión de burbuja por lo que es liberada la primer burbuja de gas, en el punto C se sigue estando en la región de dos fases, por tanto se tiene líquido (parte rayada en diagonal) y gas (parte punteada) la cantidad de estos presentes en el sistema

⁷ CHALHOUN, John C. Jr. *Fundamentals of reservoir engineering*. p. (46).

depende de las condiciones de presión (en este ejemplo a temperatura constante), en el punto D se tiene la presión de rocío condensándose la ultima gota de líquido, por ultimo en el punto en el punto E solo se tiene gas y por mas que se disminuya la presión éste continuará expandiéndose.

El comportamiento representado por las celdas se realiza a temperatura constante, y se podría realizar de manera inversa teniendo solo gas en la celda, aumentando la presión hasta la presión de burbuja generándose la primer gota de condensado, así sucesivamente (estando presentes líquido y gas en el sistema) se aumenta la presión hasta llegar a la presión de burbuja donde esta presente la ultima gota de gas y al seguir aumentando la presión en el sistema se tiene líquido bajo saturado (en este ejemplo es a composición constante).

Un típico diagrama de fases de un sistema multicomponente a composición constante es mostrado en la **Fig. (9)**. La fase líquida y la fase gaseosa coexisten a diferentes condiciones de presión y temperatura dentro de la envolvente de fases, las cantidades de líquido y gas son mostradas por las curvas de calidad, la distancia entre estas líneas decrece al aproximarse al punto crítico, por lo que se puede deducir que pequeños cambios cerca del punto crítico causan grandes cambios en la fase.⁸

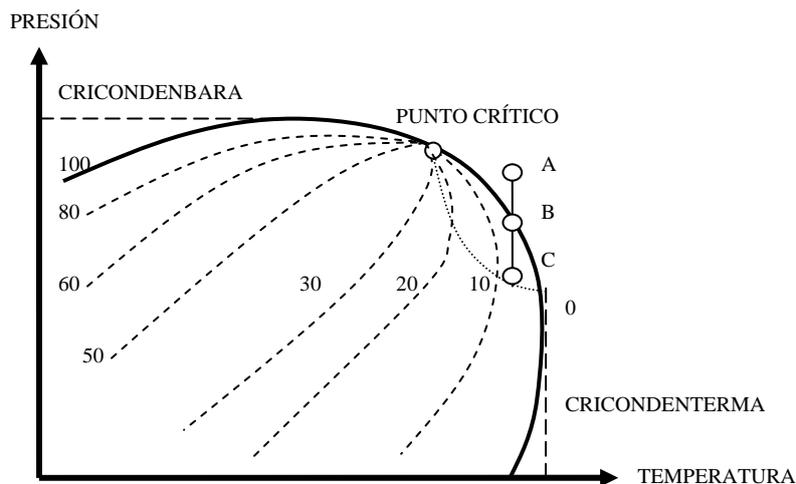


Fig. (9) Diagrama de fases de un sistema multicomponente.

⁸ ALI Danesh. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(19)

En esta figura se ejemplifican dos nuevos conceptos, cricondenbara y cricondenterma que son dos líneas que indican la máxima presión y la máxima temperatura respectivamente a la cual pueden coexistir las dos fases, las líneas de calidad indican la cantidad de líquido presente en el sistema. Los puntos A, B, C se encuentran a la derecha del punto crítico, por tanto el punto A se encuentra en la región de gas pero al disminuir la presión se llega al punto B que esta sobre la curva de presión de rocío, por tanto, se condensa la primer gota de líquido ocurriendo el fenómeno conocido como condensación retrograda (ya que el gas puede ser licuado al aumentar la presión, pero en este caso ocurre lo contrario), pero al llegar al punto C se sale de la zona de condensación retrograda. El punto crítico es definido como las condiciones de presión y temperatura en la que las propiedades intensivas del gas y aceite son las mismas.

1.2) DIAGRAMAS DE FASES

En un yacimiento petrolero se encuentran diversas fases de un fluido como lo puede ser líquido y gas, los líquidos pueden estar conformados de agua congénita y aceite, entendiéndose por agua congénita el agua que esta en el espacio poroso desde la formación del yacimiento.

La ingeniería de yacimientos debería determinar el tipo de fluido en el yacimiento a principios de la explotación, ya que en base a este se diseñan instalaciones superficiales y métodos de explotación. Se han clasificado en cinco los tipos de yacimiento en función de las propiedades del fluido que contengan, generando un diagrama de fases para cada uno.

YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO (BAJO ENCOGIMIENTO)

Estos yacimientos también son conocidos como yacimientos de aceite negro, son denominados yacimientos de bajo encogimiento debido a que el contenido de componentes pesados es mayor que el de componentes ligeros y los

cambios en la presión no liberan gran cantidad del gas disuelto. La presión de saturación de yacimientos de aceite negro es relativamente alta.

Si se analizará una muestra de aceite en un yacimiento donde su presión sea mayor a la presión de burbuja solo estaría presente la fase líquida, pero al existir un decremento de la presión sobre la muestra hasta llegar al punto de burbuja se liberara la primer burbuja de gas y se tendrán las dos fases presentes y el porcentaje de la fase líquida disminuirá conforme la presión disminuye hasta llegar a una presión de separación o presión de abandono. Nótese que en este diagrama de fases las líneas de calidad están presentes cerca de la curva de presión de rocío, mientras que el comportamiento de la muestra de aceite se encuentra muy a la izquierda del punto crítico. **Fig. (10)**

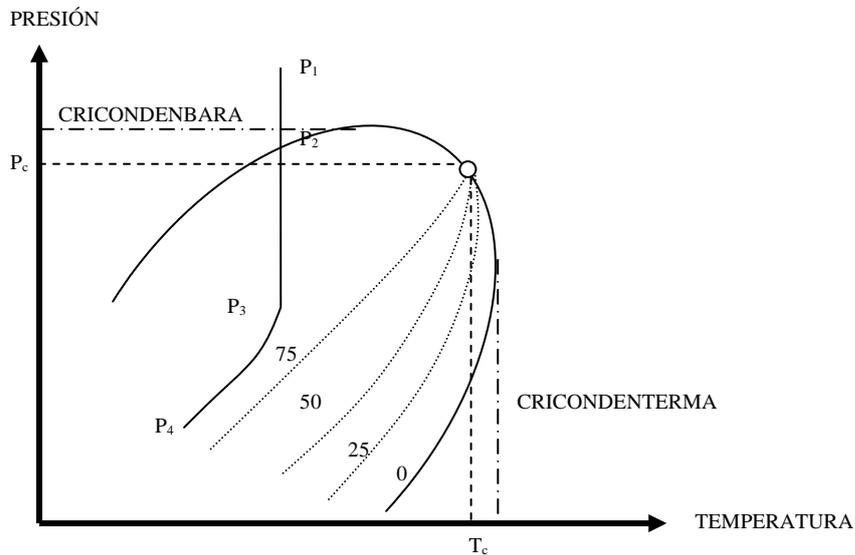


Fig. (10) Diagrama presión-temperatura para aceite de bajo encogimiento.

Como se observa en esta figura la muestra en el sistema (está dentro de un yacimiento) se encuentra en el inicio en el punto p_1 la muestra se está moviendo de un lugar de mayor presión a un lugar de menor presión (suponiendo que el yacimiento esta produciendo aceite) hasta llegar al punto p_2 donde se libera la primer burbuja de gas (al comparar la cantidad de aceite del yacimiento con esa burbuja de gas se puede considerar despreciable) entrando a la región de dos fases, disminuye la presión hasta el punto p_3 es donde llega a la tubería de producción (hasta este punto el movimiento de la muestra de fluido se considera a temperatura constante) por tanto en la figura se muestra un cambio

en la trayectoria de la recta hasta llegar al punto p_4 siendo estas las condiciones de separación, encontrándose presentes las dos fases pero es poca la fase gaseosa presente, esto se puede observar por las curvas de calidad que muestran que mas de un 75% de la muestra es líquido.

El primer gas liberado esta compuesto principalmente de componentes ligeros (metano, etano y propano) porque estos componentes poseen una alta energía molecular y una baja atracción molecular por otras moléculas.⁹

Ocurre un incremento en el encogimiento a bajas presiones, esto es debido a que la energía cinética de las moléculas pesadas llega a ser casi tan grande como las fuerzas atractivas entre las moléculas dentro del líquido bajo estas condiciones reducidas de presión. En este tipo de yacimientos la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos y la cricondenterma, el punto crítico esta generalmente situado por debajo de la cricondenbara.

La producción inicial de RGA es menor a 1,750 ft³/Bl. El líquido en el tanque de almacenamiento es de color oscuro con una densidad relativa mayor que 0.8 (menor que 45 °API). La variación de la densidad relativa es relativamente pequeña, en comparación con la del aceite volátil, durante la vida productiva del yacimiento.¹⁰

YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO (ALTO ENCOGIMIENTO)

Un yacimiento de aceite de alto encogimiento contiene una mayor cantidad de componentes ligeros, con respecto al aceite de bajo encogimiento; la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica, en este caso las curvas de calidad se alejan un poco mas de la curva de rocío. Estos aceites son conocidos como de alto encogimiento debido a que pequeños cambios en

⁹ CLARK, Norman J. *Elements of petroleum reservoirs* p.(40-41)

¹⁰ ALI, Danesh. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(29)

la presión generan un alto grado de encogimiento ya que existe una mayor cantidad de componentes intermedios y una menor cantidad de componentes pesados.

En la **Fig. (11)** se muestra el diagrama de fases para este aceite, en este se observa la cercanía de la muestra al punto crítico situándose a la izquierda de este, la temperatura del yacimiento es menor pero cercana a la temperatura crítica, la presión crítica es menor que la presión de burbuja, a diferencia del diagrama de fases de yacimientos de aceite negro el punto crítico se recorrió a la izquierda.

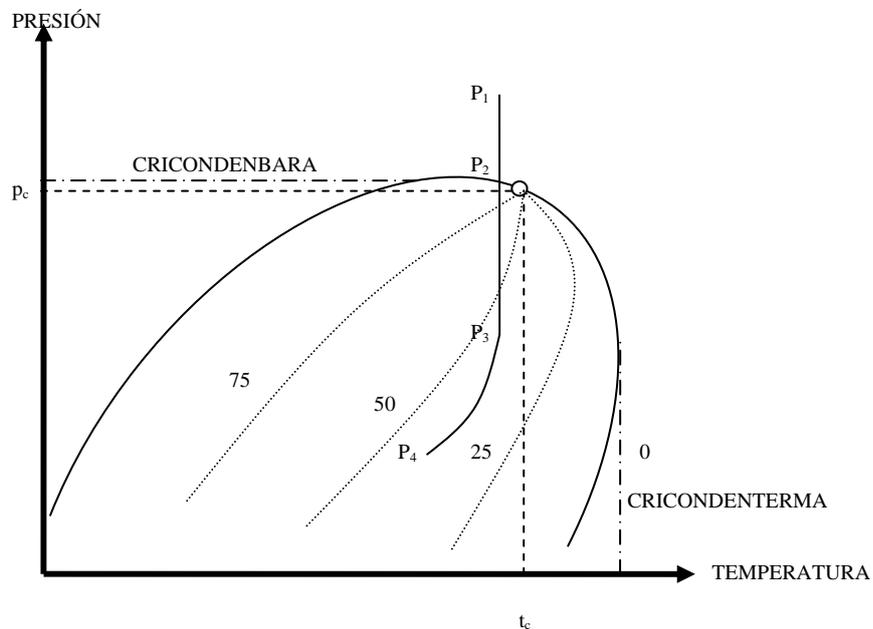


Fig. (11) Diagrama presión- temperatura para aceite de alto encogimiento.

Como se observa en la **Fig.(11)** se analiza una muestra en el yacimiento para un aceite volátil (también llamado de alto encogimiento) a una presión mayor a la presión de burbuja (yacimiento bajo-saturado) en el punto P_1 se tiene puro líquido, pero conforme la presión disminuye (la muestra se mueve de un lugar de alta presión a un lugar de baja presión) se llega al punto P_2 entrando a la presión de saturación liberándose la primer burbuja de gas, en el momento de que sigue disminuyendo la presión el gas es liberado mas rápidamente que en el yacimiento de aceite negro, como se pueden observar las curvas de calidad

se acercan mas a la curva de burbujeo y por tanto con pequeños cambios de la presión existe una mayor liberación de gas llegando al punto P_3 donde se llega a la tubería de producción y por tanto existe un decremento tanto en el presión como en la temperatura hasta llegar al punto P_4 siendo estas las condiciones de separación.

La presión de saturación para aceites volátiles es alta. El comportamiento de aceites de alto encogimiento es similar al de aceites de bajo encogimiento a presiones muy bajas, sin embargo el encogimiento es mucho más grande para los primeros.

La producción inicial de RGA de los aceites volátiles esta entre 1750 y 3200 ft^3/BI . En el tanque de almacenamiento el líquido es colorado con una densidad relativa usualmente menor a 0.82 (mayor que 40 °API). La densidad relativa disminuye durante la producción bajo el punto de burbuja.¹¹

Este tipo de yacimientos deben de tener un análisis mas cuidadoso debido a la cercanía al punto crítico, la cantidad de gas que se obtenga en superficie dependerá de las etapas y presiones de separación, ya que el contenido de componentes pesados es menor, la energía que mantiene a las moléculas unidas tiende a disminuir y la energía cinética de las moléculas actúa repeliéndose entre si las más ligeras, y siendo este aceite de mayor contenido de ligeros el encogimiento en la muestra es alto a cambios pequeños de presión.

YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

La región donde la condensación ocurre inversa al comportamiento convencional es llamada la zona de condensación retrograda, en donde el gas se condensa a pesar de que la presión disminuye a temperatura constante.

¹¹ ALI, Danesh. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(27)

Si se tiene una presión mayor a la presión de rocío solo se tiene la fase gaseosa del hidrocarburo (más el agua congénita del espacio poroso), la muestra de este tipo de comportamiento de fluido se localiza siempre entre la temperatura crítica y la cricondenterma, la presión crítica es menor a la presión de rocío y las líneas de calidad tienden a acercarse a la curva de presión de burbuja, como se muestra en la **Fig. (12)**. La condensación retrograda que sufren los hidrocarburos son de las fracciones pesadas y algunas ligeras depositándose como líquido en el espacio poroso del yacimiento, generalmente estos líquidos no fluyen al pozo, ya que raramente alcanzan la saturación crítica del líquido.

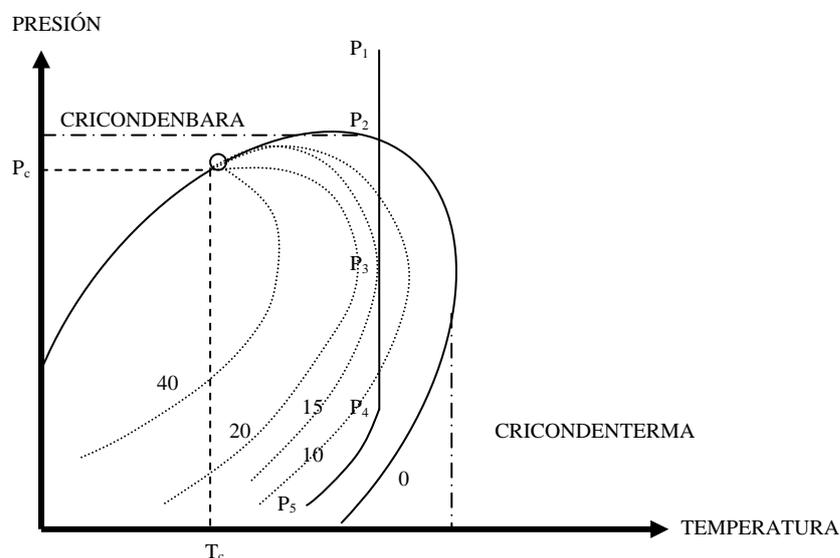


Fig. (12) Diagrama presión-temperatura para gas y condensado.

Como lo muestra este diagrama de fases el comportamiento de la sustancia se da cerca del punto crítico y analizando cinco puntos del comportamiento de la sustancia se puede decir que en P_1 al estar sometido a una presión mayor a la presión de rocío se encuentra el hidrocarburo en fase gaseosa, disminuyendo la presión (por efectos de producción) la muestra llega a la presión de rocío presentándose la primer gota de condensado y entra en la zona de condensación retrógrada generándose cada vez más líquido hasta llegar al punto P_3 donde aproximadamente un 15% de la muestra es líquido, siendo este el punto de máxima condensación de líquido como se observa por el trazo de las líneas de calidad, de este punto al punto P_4 (del punto P_3 al P_4 ocurre

vaporización normal) en el que parte del líquido se transformo en gas y otra parte quedo atrapada en los poros, estando en la tubería de producción donde existe la disminución de presión y temperatura hasta llegar al punto P_5 a condiciones de separación.

La cantidad de hidrocarburos potencialmente condensables en el yacimiento aumenta con la riqueza del gas, mientras los componentes pesados trasladan la temperatura crítica cerca de la temperatura del yacimiento. La relación gas líquido varía entre 3,200 a 150,000 ft³/BI, para propósitos prácticos un yacimiento de gas y condensado con una RGA de 50,000 ft³/BI puede ser tratado como un gas húmedo.¹²

El color de condensado puede ser agua-poco amarillenta u oscura. Los condensados oscuros usualmente tienen relativamente una alta densidad relativa y son asociados con gases de alto punto de rocío. La densidad relativa de los condensados varía entre 0.74 y 0.82 (de 60 a 40 °API), aunque valores tan altos como 0.88 (tan bajo como 29 °API) han sido reportados.¹³

Como he mencionado en este tipo de yacimientos la temperatura del mismo se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma, pero la cercanía del comportamiento de la muestra a una u otra temperatura es determinada por la cantidad de hidrocarburos ligeros en la mezcla. Cuando el contenido de los componentes ligeros, en la mezcla, abarca una gran cantidad en volumen del total de la mezcla, la temperatura crítica de la mezcla se acercara a la temperatura crítica de los componentes ligeros.

YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO

El diagrama de fases que representa los yacimientos de gas húmedo muestra que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma, por tanto

¹² ALI, Danesh. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(25)

¹³ ALI, Danesh. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(26)

en el yacimiento no se presentan las dos fases del hidrocarburo (el agua congénita sí esta presente en el espacio poroso), amenos que existiera una reducción en la temperatura del yacimiento por alguna operación realizada a este.

El gas húmedo esta principalmente compuesto de metano y otros componentes ligeros, cuando el fluido llega a la superficie pueden producirse las dos fases y el líquido recuperable tiende a ser de color transparente. Al estar compuesto de un menor porcentaje de componentes pesados que el gas y condensado el diagrama de fases se hace menos amplio disminuyendo la temperatura crítica, ya que los componentes más ligeros tienen una menor temperatura crítica.

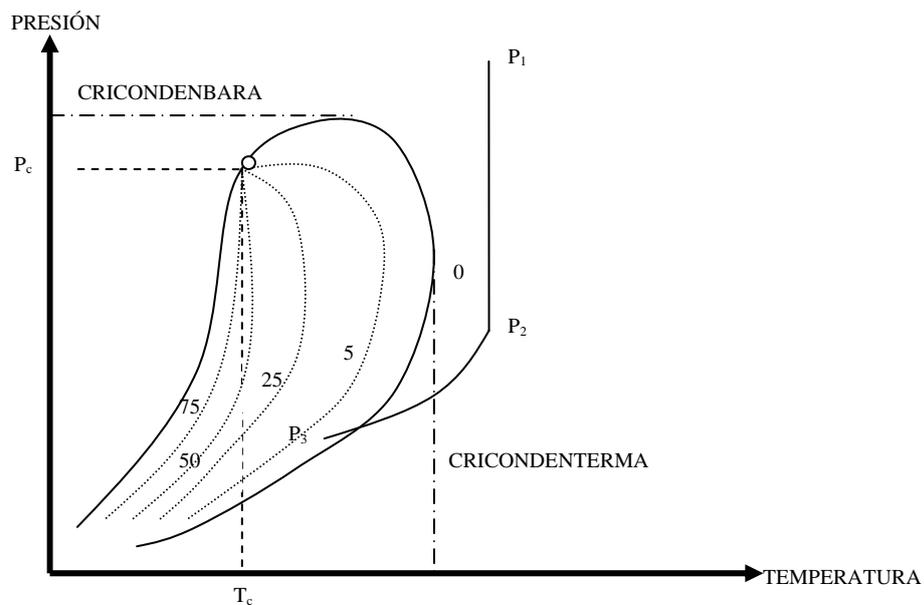


Fig. (13) Diagrama presión-temperatura para gas húmedo.

Como se puede observar en la **Fig. (13)** las curvas de calidad tienden a acercarse más a la curva de presión de burbuja, estando presente muy poco líquido en la región de dos fases cerca de la curva de presión de rocío. Al describir el comportamiento de un muestra analizada en el yacimiento comenzando por el punto P_1 (donde la presión es mayor a la presión de rocío) el hidrocarburo se encuentra en fase gaseosa, disminuyendo la presión llega al

punto P_2 donde a pesar de estar por debajo de la cricondenbara sigue estando en fase gaseosa, pero en este punto entra en la tubería de producción hasta llegar a la batería de separación (en este trayecto existe una disminución de la presión y la temperatura) que es el punto P_3 en este punto ya se han condensado algunos de los componentes más pesados de la mezcla estando presentes las dos fases.

El término húmedo es derivado de que en la tubería de producción o en la batería de separación se entra en la región de dos fases, la formación de líquido es causada por que la energía cinética de las moléculas pesadas disminuye lo suficiente como consecuencia de la disminución de la temperatura cambiando a líquido por las fuerzas atractivas entre las moléculas.

Los yacimientos de gas húmedo son comúnmente producidos de manera similar a yacimientos de gas seco, ya que no se forman los condensados en el yacimiento. Produciendo relaciones de gas condensado cercanas a 50,000 ft^3/BI y permanecen constante durante la vida productiva del yacimiento. El color del condensado es usualmente claro con una baja densidad relativa que permanece sin cambios durante la vida productiva del yacimiento.¹⁴

El gas húmedo ordinariamente difiere del gas y condensado en los siguientes puntos:¹⁵

1. La condensación retrograda isotérmica no ocurre en el yacimiento durante la disminución de la presión.
2. La producción de líquidos en el separador es menor que para un condensado.
3. Menos componentes pesados están presentes en la mezcla.

¹⁴ ALI, Danesh. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(25)

¹⁵ AMYX, James W. et al. *Petroleum reservoir engineering; Physical properties*. p.(225)

YACIMIENTOS DE GAS SECO

El gas seco esta compuesto en su mayoría de metano y etano con pequeños porcentajes de componentes pesados (en su composición también pueden estar presentes no hidrocarburos como nitrógeno y dióxido de carbono). El gas seco puede contener vapor de agua, que sería un condensado. Seco significa libre de hidrocarburos líquidos mas no libre de agua.

La temperatura de los yacimientos que contienen este tipo de fluidos es mucho mayor a la de la cricondenterma, las curvas de calidad se acercan mucho más a la curva de burbuja cargándose las concentraciones de líquidos a esta, no se presentan condensados en el yacimiento. La energía cinética es tan alta comparada con las fuerzas de atracción por lo que no se condensa la mezcla.

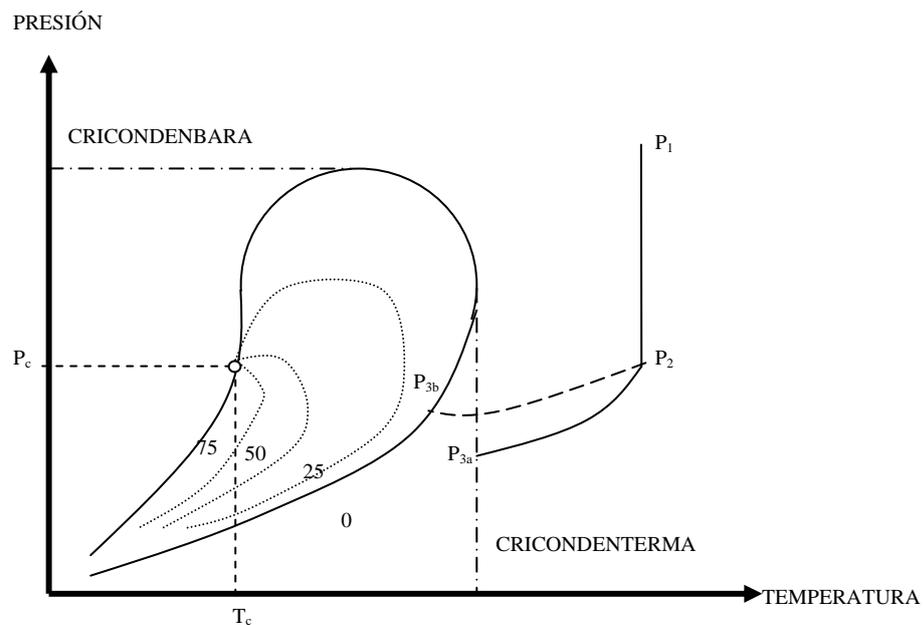


Fig. (14) Diagrama presión-temperatura para gas seco.

Como se observa en la **Fig. (14)** donde se muestran las condiciones de separación en P_{3a} o P_{3b} y las condiciones de yacimiento P_1 y P_2 el hidrocarburo no se condensa en el yacimiento ni en condiciones de separación, como se muestra en el caso P_1 , P_2 y P_{3a} donde no se entra en la región de dos fases, pero en el caso P_1 , P_2 y P_{3b} si se entra en dos fases a condiciones de separación, pero esto es debido al vapor de agua presente en la mezcla.

TABLAS COMPARATIVAS EN CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS.

En la clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluidos existen diferentes valores con los cuales un autor u otro fija ciertos parámetros para identificar cada uno, por tanto, agrupo en las siguientes tablas:

Tipo de yacimiento	COLOR	°API	RGL[ft ³ /BI]
Aceite negro		<45	<1,000
Aceite volátil		45-60	1,000-8,000
Gas y condensado		50-60	8,000-70,000
Gas húmedo		>60	60,000 - 100,000
Gas seco			

TABLA 1- Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluido según AMYX.
FUENTE: AMYX, James W. *Petroleum reservoir Engineering*, p.(227-228)

Tipo de yacimiento	COLOR	°API	RGL[ft ³ /BI]
Aceite negro	Oscuro	<45	<1,750
Aceite volátil	Colorado	45-60	1,750-3,200
Gas y condensado	Agua a agua- oscura	40-60	3,200-150,000
Gas húmedo	Transparente	Baja	50,000
Gas seco			

TABLA 2- Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluido según ALI, Danesh ,
FUENTE: DANESH, Ali. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir*, p.(25-29)

YACIMIENTO	COLOR	°API	RGA[ft ³ /BI]	RGA[m ³ /m ³]
Aceite negro	Oscuro	<35	<1,123	<200
Aceite volátil	Ligeramente oscura	35-57	1,123-5,615	200-1,000
Gas y condensado	Coloración ligera	45-57	5,615-56,150	1,000-10,000
Gas húmedo	Transparente	>57	56,150-112,300	10,000-20,000
Gas seco			>112,300	>20,000

TABLA 3- Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluido según MENDEZ T. L. y TEYSSIER S. J.FUENTE: MENDEZ, L.T. y TEYSSIER J.S. *Caracterización de fluidos de yacimientos petroleros*, p.(23-25)

1.3) ANÁLISIS PVT (Presión, Volumen, Temperatura)

Es necesario tener datos confiables y bien aproximados acerca del comportamiento de las fases, para poder determinar reservas, desarrollar e implementar métodos de extracción y en un futuro de recuperación. La primera información que se obtiene de una prueba PVT es la cantidad de los fluidos a condiciones de yacimiento y a condiciones superficiales, así como la solubilidad del gas en el aceite.

Las pruebas PVT son diseñadas para estudiar y cuantificar el comportamiento de las fases y las propiedades de los fluidos en el yacimiento, así como simular condiciones de recuperación. El efecto del agua intersticial en el comportamiento de las fases de los hidrocarburos es ignorada en muchas pruebas y las pruebas PVT son conducidas en ausencia de agua, la mejor prueba son los experimentos de agotamiento, donde la presión de una fase es disminuida en pasos sucesivos para incrementar el volumen de fluidos o remover parte de este. La reducción de la presión resulta en la formación de una segunda fase, excepto en mezclas de gas seco y húmedo.¹⁶

Para obtener una muestra de fluido de un yacimiento es importante que esta sea obtenida lo más tempranamente posible durante la vida productiva del yacimiento, la muestra puede ser obtenida en superficie como líquido y gas, ya en el laboratorio se forma un recombinao para formar la mezcla original.

Una importante prueba para todas las muestras de fluidos de los yacimientos es la determinación de su composición. El método mas común de análisis de la composición consiste en una gran muestra en volumen de fluido llevada a la presión atmosférica obteniéndose generalmente la fase líquida y gaseosa, siendo analizadas estas dos fases individualmente, el gas es comúnmente analizado por cromatografía y el líquido por destilación.

¹⁶ ALI, Danesh. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(38)

Los datos usualmente obtenidos de un prueba PVT incluyen: (1) temperatura y presión original del yacimiento; (2) relaciones de presión volumen a una o más temperaturas, una que siempre se usa es la temperatura del yacimiento; (3) efectos de variación de la presión de separación en superficie, cantidades de gas liberado y aceite residual resultado de cada proceso de separación; (4) datos de liberación de gas diferencial y encogimiento del aceite; (5) densidad o volumen específico de los fluidos en el yacimiento; (6) relaciones de viscosidad del aceite a temperatura de yacimiento y a rangos de presión de yacimiento a presión atmosférica, así como la viscosidad del aceite en el tanque de almacenamiento; (7) análisis del hidrocarburo y del orsat de la mezcla como existió originalmente en el deposito; y (9) ASTM análisis de destilación del aceite residual.¹⁷

SEPARACIÓN DIFERENCIAL MÉTODO CONVENCIONAL

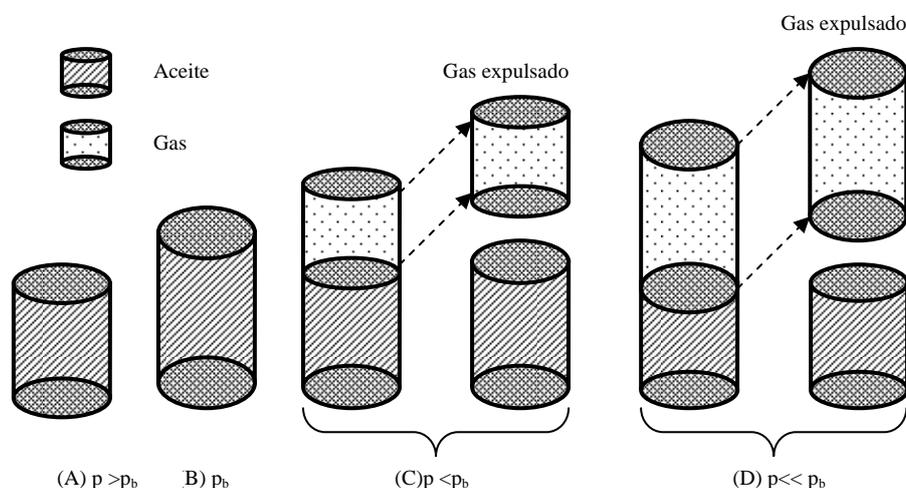


Fig. (15) Diagrama de la prueba de vaporización diferencial

En la vaporización diferencial o prueba de liberación es reducida la presión por debajo de la presión de burbuja a temperatura de yacimiento por expansión del sistema que contiene la muestra. Toda la fase gaseosa, es entonces expulsada a presión constante (en función de cada decremento de la presión), para

¹⁷ CLARK Norman J. *Elements of petroleum reservoirs*. p.(48)

reducir el equilibrio de volumen e la celda, **Fig. (15)**, este procedimiento es repetido de 10 a 15 etapas de presión disminuyéndola hasta llegar cerca de la presión atmosférica. A cada etapa el volumen remanente de aceite y el gas expulsado de la celda (a condiciones estándar) y la densidad relativa del gas son medidas.¹⁸

En la **Fig. (15)** se muestra el ejemplo de la separación flash donde en el punto A se tiene en el sistema aceite (con una presión mayor a la de burbuja), al disminuir la presión se llega al punto B (con una presión igual a la presión de burbuja), disminuyendo esta presión se forma gas y este gas es extraído del sistema como se muestra en el punto C, posteriormente tendiendo solo aceite residual en la celda se repite el proceso de disminución de presión por incremento de la celda liberándose más del gas disuelto como se muestra en el punto C, en cada punto del sistema son medidos los valores antes mencionados.

El volumen remanente, a presión atmosférica en el final de la prueba es llevado a 60 °F para ser medido. Esta prueba es considerada para simular la relación que existe entre la liberación del gas y el encogimiento del aceite por debajo del punto de burbuja. El factor de volumen del aceite en cada etapa es reportado por el volumen relativo de aceite.

Esta prueba esta diseñada para yacimientos de aceite negro y de aceite volátil, pero en yacimientos de aceite volátil no esta claramente documentada, debido a que el escoger entre la separación diferencial método convencional o método de separación diferencial a volumen constante provoca que el volumen de líquido contenido en la celda al final del análisis sea diferente, para aceite negro es usado el método convencional ya que por su composición no presenta cambios tan marcados con pequeños cambios de presión y en este método resulta más fácil medir los volúmenes de cada etapa de la prueba.

¹⁸ ALI, Danesh. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(45)

COMPORTAMIENTO VOLUMÉTRICO A COMPOSICIÓN CONSTANTE

Las dos pruebas más comunes a temperatura de yacimiento (para yacimientos de gas y condensado) son la expansión a composición constante CCE, y el agotamiento a volumen constante CVD. En CCE, o la prueba presión-volumen, una cantidad conocida de gas condensado es cargada dentro de una celda a una presión mayor que la presión inicial del yacimiento. El sistema de presión es disminuido paulatinamente por expansiones incrementales del volumen de la celda. Los volúmenes de gas y condensado son registrados a cada etapa de presión, así como el punto de rocío observado.¹⁹

SEPARACIÓN DIFERENCIAL MÉTODO A VOLUMEN CONSTANTE.

Es comúnmente asumido que el condensado liberado en los poros permanece inmóvil. El proceso de agotamiento es, entonces, simulado por CVD (agotamiento a volumen constante). La prueba consiste en una serie de expansiones seguidas por la expulsión del exceso de gas a presión constante en semejante forma que el volumen de la celda permanezca constante al final de cada etapa, como es mostrado en la **Fig. (16)**. El gas expulsado a cada etapa de presión es recolectado y su composición, volumen y factor de compresibilidad son determinados. El volumen de condensado es además medido como la composición del gas permanece sin cambios cerca del punto de rocío, durante el agotamiento, la prueba puede ser simplificada por expansión removiendo el volumen fuera de la celda. El volumen al punto de rocío es considerado como de referencia en este procedimiento.²⁰

Como se observa en la **Fig. (16)** se tiene un volumen inicial en la muestra, disminuyendo la presión en esta se expande el gas y para mantener un volumen constante en la celda se extrae el sobrante de gas en cada repetición

¹⁹ ALI, Danesh. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(53)

²⁰ ALI, Danesh. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(56)

del experimento, esta prueba refleja el comportamiento del fluido en el yacimiento.

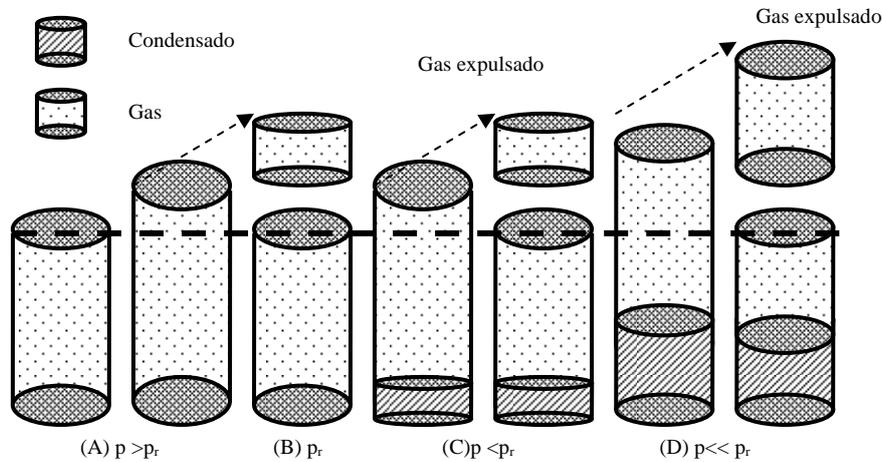


Fig. (16) Diagrama de la prueba de agotamiento a volumen constante.

SIMULACIÓN DE CONDICIONES DE SEPARACIÓN EN EL CAMPO

El método de laboratorio que simula las condiciones de separación en el campo es conocido como separación en etapas y en ésta, un volumen de aceite conocido del yacimiento es llevado a la etapa de dos fases como se muestra en la **Fig. (17)**, las etapas de separación dependen de la cantidad de gas en solución en este caso solo se muestra una etapa de separación, una temperatura promedio es elegida para la prueba de separación, la prueba es usualmente conducida a varias presiones de separación hasta determinar la presión óptima de separación, la composición y la densidad relativa del gas es medida, así como el volumen y la densidad relativa del aceite en el tanque de almacenamiento a 60 °F.

El cociente de aceite de yacimiento y el volumen de aceite en el tanque de almacenamiento esta dado por el factor de volumen del aceite. La distribución de componentes entre el gas producido y el tanque de almacenamiento depende del número de etapas de separación, así como, de la presión y temperatura de separación. En el tanque de almacenamiento solo quedan señas de metano y una insignificante cantidad de etano, sin importar las

condiciones de separación. La concentración de heptanos y mas pesados en el gas es muy pequeña.

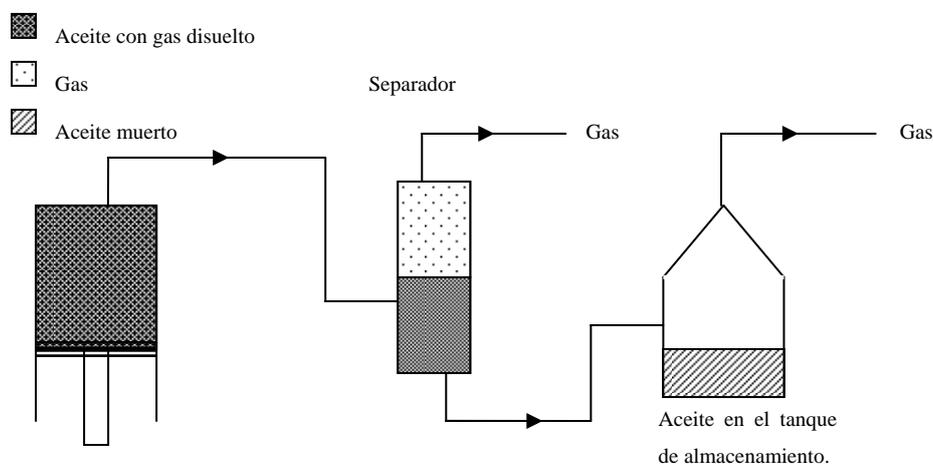


Fig. (17) Representación de prueba de separador.

Los valores de B_{ob} y R_{sb} determinados por las pruebas de separación representan el comportamiento original del fluido en el yacimiento al inicial punto de burbuja. Ambas variables, que son, el factor de volumen del aceite y la relación gas aceite disuelto, decrecen con la presión por debajo del punto de burbuja. La prueba de liberación diferencial esta considerada para simular la evolución del gas y el encogimiento asociado del aceite en el yacimiento por debajo del punto de burbuja. ²¹

En cálculos de balance de materia las propiedades de los fluidos producidos en superficie son emparentadas a aquellas en condiciones de yacimiento, por los resultados de pruebas de separación y no por las de la liberación diferencial. Tanto B_{od} como R_{sd} , determinados por liberación diferencial, a presión bajo el punto de burbuja están disponibles en los reportes PVT, estos valores son a menudo erróneos para cálculos de balance de materia.

Los datos de la prueba de liberación diferencial son basados en el aceite residual en el yacimiento, mientras que los datos del factor de volumen del aceite y la relación de solubilidad basados en el aceite del tanque de

²¹ ALI, Danesh. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(49)

almacenamiento deberían ser usados en cálculos de balance de materia, ya que representa los valores de factor de volumen del aceite y relación de solubilidad corregidos por efecto de las diferentes etapas de separación seleccionadas. Los valores correspondientes a la prueba de liberación diferencial son casi siempre altos y pueden conducir a errores de 10 a 20% en el cálculo de aceite en el yacimiento y en la recuperación de aceite.

Los datos reportados en pruebas PVT pueden ser combinados, no obstante, para determinar los datos requeridos para estudios de yacimientos se debe asumir que: el gas en solución a condiciones de yacimiento bajo el punto de burbuja que será liberado en la superficie por vaporización flash (en el separador) es igual a la diferencia entre el original gas en solución y el gas liberado por liberación diferencial a la presión del yacimiento. La relación entre el factor de volumen de aceite del flasheo (en el separador) y las muestras de liberación diferencial permanecen constantes sobre la presión de operación.

El factor de volumen del aceite, a presiones menores a la presión de burbuja, es calculado como:

$$B_o = B_{od} \left(\frac{B_{ob}}{B_{odb}} \right) \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

B_o [vol@c.y./vol@c.s.] es el factor de volumen del aceite corregido.

B_{od} [vol@c.y./vol@c.s.] es el factor de volumen del aceite a condiciones de la prueba diferencial.

B_{odb} [vol@c.y./vol@c.s.] es el factor de volumen del aceite en p_b a condiciones de la prueba diferencial.

B_{ob} [vol@c.y./vol@c.s.] es el factor de volumen del aceite en p_b obtenido de pruebas de separación.

El gas en solución bajo el punto de burbuja por prueba de flasheo (en el separador) puede además ser calculada por combinación de los datos de

liberación diferencial y los resultados de prueba de flasheo (en el separador) del aceite original. El gas liberado bajo el punto de burbuja es igual al gas original R_{sdb} menos el gas remanente por el proceso diferencial. Las unidades están en [pies³] de gas por barril de aceite residual.

$$(R_{sdb} - R_{sd}) = \frac{B_{ob}}{B_{odb}}$$

De esta forma, el gas en solución R_s está dado por:

$$R_s = R_{sb} - (R_{sdb} - R_{sd}) \frac{B_{ob}}{B_{odb}} \dots\dots\dots (2)$$

Donde:

R_s [ft³/BI] es la relación de solubilidad corregida.

R_{sb} [ft³/BI] es la relación de solubilidad a presión de burbuja obtenida de pruebas de separación.

B_{ob} [vol@c.y./vol@c.s.] es el factor de volumen del aceite en pb.

R_{sdb} [ft³/BI] es la relación de solubilidad a presión de burbuja a condiciones de la prueba de liberación diferencial.

R_{sd} [ft³/BI] es la relación de solubilidad a condiciones de la prueba de liberación diferencial.

B_{odb} [vol@c.y./vol@c.s.] es el factor de volumen del aceite en pb. a condiciones de la prueba diferencial.

2) PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS

Al analizar las características de un yacimiento se deben comprender todas las propiedades que interactúan para el movimiento de fluidos (sistema roca fluidos), debido a que en la industria petrolera, este es un aspecto de gran importancia, ya sea en medios porosos (para la extracción o inyección de estos al yacimiento) o por tuberías (para el transporte de fluidos), en este caso solo describiré las propiedades de los fluidos y la manera en que se obtienen.

Dado que en este capítulo describo algunas propiedades de los hidrocarburos (líquidos y gaseosos) es de vital importancia saber que es propiedad, además de que el hidrocarburo es un fluido también es importante como se define este por tanto las siguientes definiciones son dadas:

Una propiedad es cualquier característica medible en una región cerrada por límites imaginarios, las propiedades dependen del tamaño y de la masa total de los límites fijados, algunas propiedades se definen en términos de otras, las propiedades pueden ser clasificadas en extensivas e intensivas, las propiedades extensivas dependen de la cantidad de masa como el volumen, la masa, etc. Las propiedades intensivas son independientes de la cantidad de masa presente como la temperatura, la presión, etc. Las propiedades específicas que están definidas por unidad de masa son propiedades intensivas.

Un fluido es una sustancia que se deforma continuamente al ser sometido a un esfuerzo cortante (esfuerzo tangencial) no importa cuán pequeño sea este.²²

Con esta definición queda entendido que un fluido puede ser líquido o gas que se deforme ante el esfuerzo de corte por muy pequeño que este sea aplicado.

²² W. FOX, Robert y T. McDONALD Alan. *Introducción a la mecánica de fluidos*, p(1)

Una vez entendido lo que es una propiedad y un fluido ya se pueden describir propiedades como lo es la viscosidad, que es la resistencia de un fluido al esfuerzo cortante, la viscosidad es debida a la fuerza de cohesión que existe entre las moléculas de los fluidos además a la cantidad de movimiento entre capas ya que no se mueven a la misma velocidad. La viscosidad depende de la presión y la temperatura a la cual se encuentre el fluido

Al aumentar la temperatura a presión constante, la viscosidad de un líquido disminuye, mientras que la viscosidad de un gas aumenta. Esto se explica debido a que en los líquidos predominan las fuerzas de cohesión y estas disminuyen al aumentar la temperatura. Por otra parte, los gases deben su viscosidad predominantemente a la transferencia de cantidad de movimiento molecular y ésta aumenta con la temperatura.²³

En el yacimiento generalmente se encuentra una mezcla de hidrocarburo líquido y gas, por tanto, se debe de tener la consideración de que presión y temperatura se tiene en el yacimiento para determinar la viscosidad.

Un yacimiento petrolero siempre contiene agua congénita, pero además contiene aceite con gas disuelto, aceite con un casquete de gas o solo gas, en función de los fluidos que contiene se puede hablar de una presión de burbuja y de una presión de rocío.

En un yacimiento bajo-saturado (todo el gas se encuentra disuelto) al disminuir la presión del yacimiento por medio de la extracción de fluidos se libera la primera burbuja de gas, es cuando se llega a la presión de burbuja. Para un yacimiento de gas y condensado que solo se tiene gas (su presión es mayor a la presión de rocío) al disminuir la presión se presenta la primer gota de condensado, se tiene la presión de rocío.

La evaluación de las propiedades físicas de una mezcla de hidrocarburos es un paso importante para determinar las etapas de operación en un yacimiento

²³Dr. Rafael Rodríguez Nieto. *Apuntes de la asignatura mecánica de fluidos*. p.(7)

petrolero. Las propiedades del fluido cambian cuando el fluido es sometido a un cambio de presión o de temperatura, para poder calcular las propiedades de los fluidos se puede realizar por medio de un análisis PVT pero éste es un estudio costoso, por esto se desarrollaron las correlaciones que son ecuaciones empíricas del comportamiento de las propiedades de los fluidos a diferentes presiones y temperaturas.

La densidad de un fluido, denominada ρ (rho griega minúscula), es una masa por unidad de volumen. La densidad varía mucho en los gases, aumentando casi de forma proporcional a la presión. La densidad de los líquidos es casi constante; la densidad del agua (alrededor de 1000 kg/m^3) tan sólo se incrementa en un 1 por 100 cuando la presión se multiplica por un factor de 220. Por tanto, la mayoría de los líquidos se pueden considerar casi <<incompresibles>>²⁴.

La densidad relativa es la relación entre la densidad de un fluido y la de un fluido estándar de referencia, típicamente el agua a 4°C (para los líquidos) y el aire (para los gases).²⁵

El indicador más usado para la densidad relativa de aceite producido es el API (American Petroleum Institute)²⁶:

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \dots\dots\dots (3)$$

Donde:

γ_o [adimensional] es la densidad relativa del aceite a $60[^\circ\text{F}]$. $\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$.

ρ_o [gr/cm^3] es la densidad del aceite.

ρ_w [gr/cm^3] es la densidad del agua.

²⁴ WHITE, M. Iran, *Mecánica de fluidos*, p(16)

²⁵ WHITE, M. Iran, *Mecánica de fluidos*, p(17)

²⁶ GATLIN, Carl. *Petroleum Engineering; Drilling and well completions*. p.(2)

Cuando la densidad relativa en °API es menor a 20 ($\gamma_o > 0.934$) el aceite es clasificado como pesado, aceites de medios a ligeros están usualmente en el rango 30-40 °API (γ_o entre 0.875 y 0.825); mientras que las densidades de condensables están entre 60-70 °API (0.740-0.700). La frase 'bajo a medio de densidad relativa de aceites' usada en contexto Norte Americano significa aceites con densidad relativa de 0.9 o pesados. ²⁷

El factor de volumen es la relación que tenemos de un fluido medido a las condiciones del yacimiento entre un volumen del fluido medido a condiciones estándar, para esto tenemos el factor de volumen del gas ($B_g < 1$) y factor de volumen del aceite ($B_o > 1$).

2.1) PROPIEDADES DEL ACEITE

FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE (B_o)

En este factor se considera el aceite con su gas disuelto a condiciones de yacimiento entre el aceite muerto a condiciones estándar, aceite muerto se refiere a aceite sin gas.

$$B_o = \frac{V_{(\text{aceite con su gas disuelto}) @ c.y.}}{V_{(\text{aceite muerto}) @ c.s.}} \dots\dots\dots(4)$$

Donde:

$B_o [B_l @ c.y. / B_l @ c.s.]$ es el factor de volumen del aceite.

$V_{(\text{aceite con su gas disuelto})} [B_l @ c.y.]$ es el volumen de aceite @c.y.

$V_{(\text{aceite muerto})} [B_l @ c.s.]$ es el volumen de aceite en superficie @c.s.

El comportamiento del B_o **Fig. (18)** muestra un yacimiento inicialmente bajo-saturado (presión mayor a la de burbuja) en el punto a, debido a la explotación

²⁷ NIND, T.E.W., *Hydrocarbon reservoir and well performance*. p.(20)

(a temperatura constante) existe un decremento de la presión hasta llegar al punto *b* que representa el punto de burbuja (se libera la primer burbuja de gas), durante este proceso existe una expansión de los fluidos en el yacimiento por lo que el volumen de aceite con su gas disuelto aumenta y es por eso el comportamiento creciente del punto *a* hacia *b*. Sin embargo del punto *b* a *c* se está liberando el gas del aceite, por lo que el volumen de aceite con gas disuelto disminuye, hasta llegar a la presión de abandono que puede ser hasta que es posible la extracción de hidrocarburos o hasta que es económicamente rentable extraerlos.

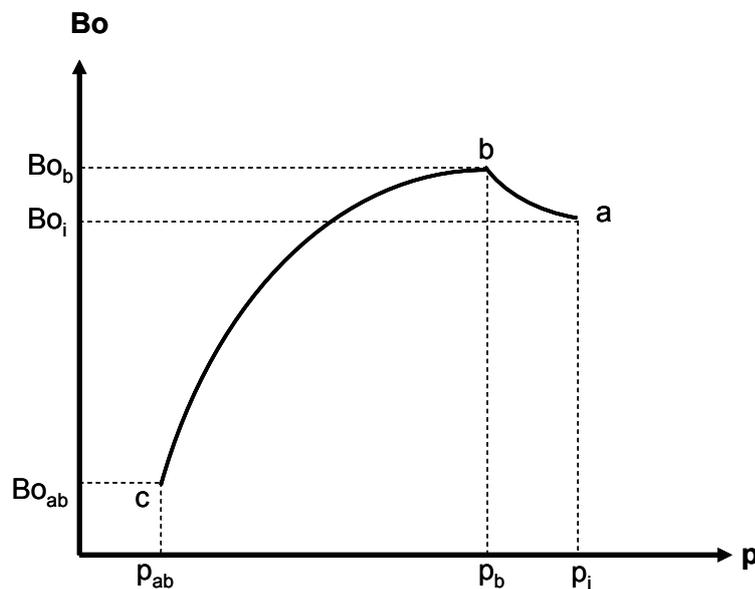


Fig. (18) Factor de volumen del aceite.

RELACIÓN GAS DISUELTO-ACEITE (R_s)

Éste concepto se define como el volumen de gas disuelto a ciertas condiciones de presión y temperatura en el aceite posteriormente medido @ c.s. entre el volumen de aceite muerto @ c.s., cuando la presión del yacimiento es mayor a la presión de burbuja no existe liberación de gas en el yacimiento, por tanto R_s se mantiene constante, pero a presiones menores que la presión de burbuja disminuye R_s , este comportamiento se muestra en la **Fig. (19)**.

$$R_s = \frac{(V_{gd} \text{ en aceite a una } p \text{ y } T) @ c.s.}{V_{\text{aceite muerto}} @ c.s.} \dots \dots \dots (5)$$

Donde:

R_s [ft³/BI] es la relación gas disuelto aceite.

V_{gd} [ft³] volumen de gas disuelto a una presión y temperatura, medido @c.s.

$V_{(aceite\ muerto)}$ [BI] es aceite sin gas disuelto.

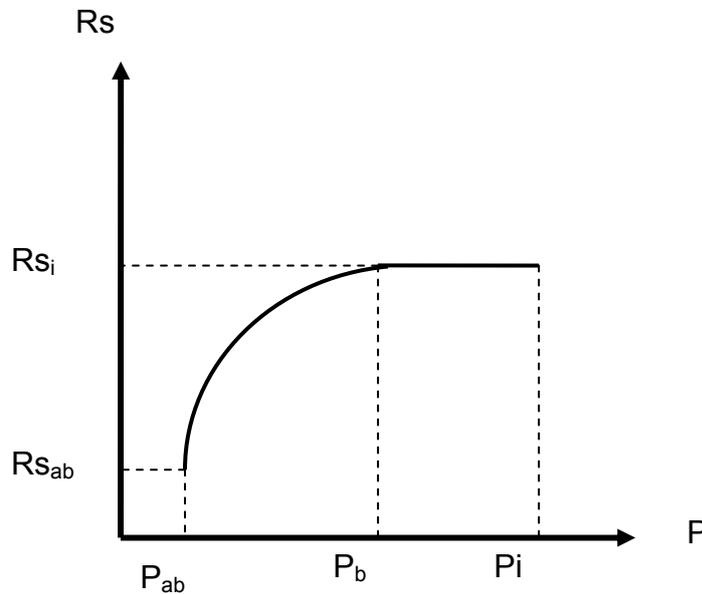


Fig. (19) Comportamiento de R_s para un yacimiento bajo-saturado.

RELACIÓN GAS-ACEITE INSTANTÁNEA (R ó RGA)

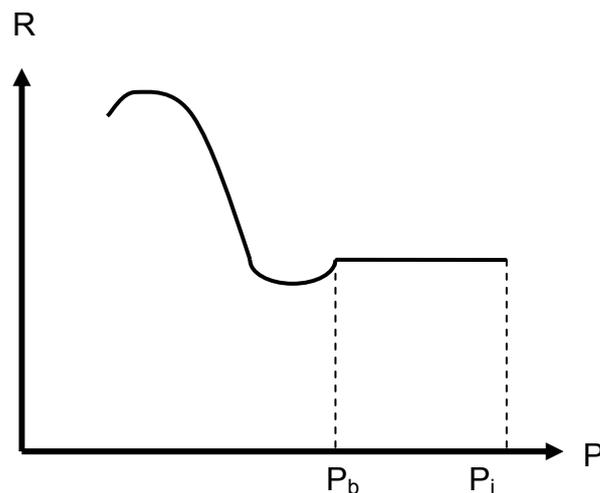


Fig. (20) Comportamiento de R para un yacimiento bajo-saturado.

Es el gasto total de gas @ c.s. entre el gasto de aceite muerto @c.s. En la Fig. (20) se muestra el comportamiento de R , se muestra un comportamiento

idéntico de R con R_s para $P > P_b$ ya que no se ha liberado gas, para $P < P_b$ se modifica el comportamiento esto se debe a que comienza una liberación de gas por lo que la cantidad de gas disuelto disminuye, pero este no se desplazará hasta llegar a la saturación de gas crítica que es la saturación de gas mínima para que comience a fluir, por esto es que se muestra una inflexión en la curva y este gas se comienza a producir, por tanto se tiene el crecimiento de R.

$$R = \frac{V_{(gd+gl)} @ c.s.}{V_{(aceite\ muerto)} @ c.s.} \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

R [ft³/BI] es la relación gas-aceite instantánea.

$V_{(gd+gl)}$ [ft³] es el volumen de gas disuelto más gas libre, medido @c.s.

$V_{(aceite\ muerto)}$ [BI] es aceite sin gas disuelto.

VISCOSIDAD DEL ACEITE (μ_o)

En general la viscosidad de un líquido incrementa cuando la presión incrementa, disminuye cuando la temperatura aumenta. Por tanto, en el aceite ocurre de manera similar, es importante que el comportamiento de la viscosidad sea considerado diferente en el tanque de almacenamiento que en el yacimiento.

Un punto importante de análisis es el cambio de la viscosidad en el yacimiento en función de la disminución de la presión. En la **Fig. (21)** se muestra el comportamiento ideal de la variación de la viscosidad con respecto a la presión (a temperatura constante). Como se muestra en la figura si se trata de un yacimiento bajo-saturado punto A al disminuir la presión la viscosidad tiende a disminuir debido a que existe una expansión del aceite sin cambio en la composición hasta llegar al punto B (presión de burbuja), pero del punto B al punto C (siendo el punto C la presión de abandono) a pesar de existir una disminución en la presión la viscosidad aumenta considerablemente esto es debido a que existe un cambio en la composición y esta incrementa en tipo

exponencial ya que primero se liberan los componentes más ligeros y luego los más pesados.

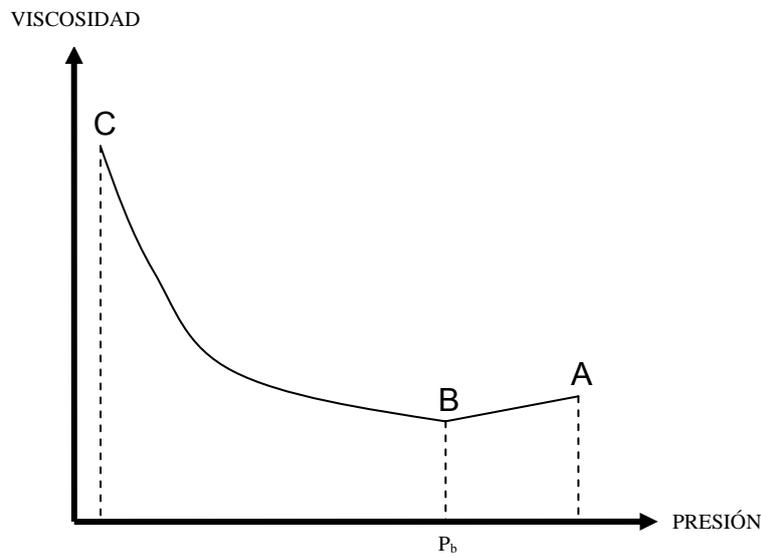


Fig. (21) Variación de la viscosidad del aceite en el yacimiento con respecto a la presión.

2.2) CORRELACIONES PARA OBTENER PROPIEDADES DEL ACEITE

PRESIÓN DE BURBUJA

- Por Standing

Standing inicialmente produjo una correlación gráfica para determinar la presión de burbuja y después expresó la gráfica con la siguiente correlación:²⁸

$$p_b = 18.2 \left[\left(\frac{R_s}{S_g} \right)^{0.83} (10)^a - 1.4 \right] \dots\dots\dots (7)$$

Donde:

$$a = 0.00091T - 0.0125 \text{ (API)}$$

²⁸ALI DANESH, *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*, p.(68)

p_b [psia] es la presión del punto de burbuja.

R_s [ft³/Bl] es la relación gas disuelto aceite.

T [°F] es la temperatura.

S_g [adimensional] es la densidad relativa del gas.

API [°API] es la densidad del aceite.

- Por J.A Lasater

Esta correlación es basada en 158 mediciones experimentales de la presión en el punto de burbuja de 137 sistemas independientes, producidos en Canadá, Oeste y centro de los Estados Unidos y Sur América, se basó en la misma ecuación usada por Standing. Se midió la presión de burbuja a varias temperaturas y se observó que existe una proporcionalidad entre estos y se considero que la presión de burbuja esta en función de la temperatura absoluta [°R], esta aseveración es sólo valida para sistemas que no están cerca del punto crítico²⁹.

Se realizó una comparación entre las mediciones tomadas en los sistemas y los resultados de la correlación dando una desviación algebraica de 3.8%. Aproximadamente 21% de los datos, mostraron una desviación de 0.5% y 80 % tenían una desviación de menos de 6.5%. El máximo error encontrado fue de 14.7%. Esta correlación fue basada esencialmente en sistemas libres de no-hidrocarburos.

$$p_b = \frac{p_f (T + 459.6)}{\gamma_g} \dots\dots\dots (8)$$

$$p_f = \frac{n_g}{n_g + n_o} \dots\dots\dots (9)$$

Donde:

p_b [psia] es la presión de burbuja.

p_f es el factor de presión de burbuja.

n_g moles de gas.

²⁹J.A.,Lasater. *Bubble Point Pressure Correlation*. p. (65-66).

n_o moles de aceite en el tanque.

γ_g [adimensional] es la densidad relativa del gas.

T [°F] es la temperatura.

- Por A.A. Al-Shammasi³⁰

Un total de 1,661 datos de 13 publicaciones diferentes fueron colocados y revisados con minuciosidad. Otros 48 datos fueron tomados de yacimientos de Kuwait obteniendo un total de 1,709 datos, cada dato esta analizado a temperatura de yacimiento, p_b , B_o , γ_o , γ_g y RGA. 13 modelos para cada p_b fueron analizados con respecto a una serie de datos globales y con una serie de pasos se llegó al desarrollo de nuevas correlaciones y nuevos coeficientes para éstas. Se realizaron diferentes relaciones entre variables para poder desarrollar esta nueva correlación, después de realizar varias pruebas con las combinaciones se obtuvo la siguiente correlación.

$$p_b = \left(\gamma_o^{5.527215} \right) \left(e^{-1.841408 * [\gamma_o * \gamma_g]} \right) \left[R_s (460 + T) \gamma_g \right]^{0.783716} \dots \dots \dots (10)$$

Donde:

p_b [psia] es la presión en el punto de burbuja.

R_s [ft³/Bl] es la relación total gas disuelto aceite.

γ_g [adimensional] es el promedio de la densidad relativa del gas (aire=1).

γ_o [adimensional] es la densidad relativa del aceite.

T [°F] es la temperatura.

Esta correlación mostrada es mejor que otras correlaciones con sus coeficientes con forme a las pruebas y comparaciones realizadas.

- Por Petrosky y Farshad³¹

³⁰AL-SHAMMASI, A.A. *A review of bubblepoint pressure and oil formation volume factor correlations.* p. (151-152).

³¹ PETROSKY G.E. Jr. y FARSHAD F. *Pressure-Volume-Temperature correlations for Gulf of Mexico crude oils,* p. (416).

Las muestras tomadas para el desarrollo de esta correlación fueron de yacimientos localizados mar afuera en Texas y Luisiana, de áreas productoras al este de la isla de Galveston. Un total de 81 análisis de laboratorio PVT fueron usados para desarrollar ésta y otras correlaciones, generando 32 modelos diferentes que fueron evaluados para determinar cual obtiene las propiedades PVT con mayor aproximación, para el desarrollo de esta correlación fue usado el software SAS[®] por Petrosky y Farshad, se utilizaron variables de la correlación desarrollada por Standing, en base a los experimentos y mediciones realizadas la ecuación que se ajusto mejor a los datos es:

$$p_b = 112.727 \left[\frac{R_s^{0.5774}}{\gamma_g^{0.8439}} 10^X - 12.340 \right] \dots\dots\dots (11)$$

$$X = 4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911} - 7.916 \times 10^{-4} \text{°API}^{1.5410}$$

Donde:

p_b [psia] es la presión de burbuja.

R_s [ft³/B] es la relación gas disuelto aceite.

T [°F] es la temperatura a la cual se encuentra el aceite.

γ_g [adimensional] es la densidad relativa promedio del gas (aire=1).

°API [°API] densidad del aceite.

- Por Birol Dindoruk y Meter G. Christman³²

Esta correlación fue presentada por Birol Dindoruk y Meter G. Christman en 2004, las muestras de fluidos usadas para obtener esta correlación fueron obtenidas del Golfo de México usando aproximadamente 100 reportes PVT de laboratorio. Esta correlación esta en función de R_s , γ_g , °API y T y es propuesta la siguiente ecuación:

³² DINDORUK Birol y CHRISTMAN Peter G. *PVT properties and viscosity correlations for Gulf of Mexico oils*. p.(427-429)

$$p_{bp} = a_8 \left(\frac{R_s^{a_9}}{\gamma_g^{a_{10}}} 10^A + a_{11} \right) \dots\dots\dots (12)$$

$$A = \frac{a_1 T^{a_2} + a_3 \text{°API}^{a_4}}{\left(a_5 + \frac{2R_s^{a_6}}{\gamma_g^{a_7}} \right)^2}$$

Donde:

p_{bp} [psi] es la presión en el punto de burbuja.

R_s [ft³/Bl] es la relación gas disuelto aceite.

γ_g [adimensional] es la densidad relativa del gas (aire=1).

T [°F] es la temperatura del yacimiento.

°API es la densidad relativa del aceite 60[°F].

a ₁	1.42828E-10
a ₂	2.844591797
a ₃	-6.74896E-04
a ₄	1.225226436
a ₅	0.033383304
a ₆	-0.272945957
a ₇	-0.084226069
a ₈	1.869979257
a ₉	1.221486524
a ₁₀	1.370508349
a ₁₁	0.011688308

TABLA 4- Coeficientes para la correlación p_{bp} .

La correlación como el coeficiente A son similares a las desarrolladas por Petrosky y Farshad así como Standing, no obstante en estas correlaciones se usan tres coeficientes mas que en la correlación desarrollada por Petrosky y Farshad. Esta nueva correlación predice la presión del punto de burbuja con un error relativo promedio de 0.27% y un error relativo promedio absoluto de 5. Además, fue comparada con la correlación de Standing, ya que es la más usada en la industria petrolera para calcular propiedades PVT.

FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE

- Por Standing

Correlaciones para factor de volumen del aceite (de un aceite saturado) han sido desarrolladas usando R_s , γ_g , γ_o y la temperatura del yacimiento. Standing inicialmente produjo una correlación grafica para estimar el factor de volumen del aceite y después expuso la grafica con la siguiente correlación:³³

³³ ALI DANESH, *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*, p.(70)

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[R_s \left(\frac{S_g}{S_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right]^{1.2} \dots\dots\dots (13)$$

Donde:

B_o [BI@c.y./BI@c.s.] es el factor de volumen del aceite.

R_s [ft³/BI] es la relación gas disuelto aceite.

S_g [adimensional] es el densidad relativa del gas.

S_o [adimensional] es el densidad relativa del aceite.

T [°F] es la temperatura.

- Por Milton Vasquez y H. dale Beggs.³⁴

Factor de volumen del aceite ($p \geq p_b$)

El cambio en el volumen de un aceite bajo-saturado depende de la compresibilidad isotérmica del mismo, el factor de volumen incrementa cerca del punto de burbuja y se calcula de la siguiente manera.

$$B_o = B_{ob} \exp[c_o(p - p_b)] \dots\dots\dots (14)$$

Donde:

B_{ob} [BI@c.y./BI@c.s.] factor de volumen del aceite a condiciones de burbujeo.

B_o [BI@c.y./BI@c.s.] factor de volumen del aceite a las condiciones queridas.

p_b [psia] es la presión de burbuja.

p [psia] es la presión a la cual se quiere obtener el factor de volumen.

c_o [psia⁻¹] es la compresibilidad del aceite.

En esta correlación se ocupa la compresibilidad del aceite y esta fue desarrollada como una función de: R_s , T , γ_o , γ_g y p . Para determinar la compresibilidad fueron usados 4,036 puntos de datos en una regresión lineal, para obtener este modelo:

³⁴ VASQUEZ, Milton y BEGGS, H. Dale. *Correlation for fluid physical property predictions*. p.(970).

$$c_o = \frac{a_1 + a_2 R_s + a_3 T + a_4 \gamma_{gs} + a_5 \gamma_o}{a_6 p} \dots\dots\dots (15)$$

Donde:

c_o [psia⁻¹] es la compresibilidad del aceite.

R_s [ft³/Bl] es la relación gas disuelto aceite.

T [°F] es la temperatura a la cual se encuentra el aceite.

γ_{gs} [adimensional] densidad relativa del gas (aire=1) a condiciones de separador 100 psi.

γ_o [°API] densidad del aceite.

p [psia] es la presión.

$$a_1 = -1433.0, a_2 = 5.0, a_3 = 17.2, a_4 = -1180.0, a_5 = 12.61, a_6 = 10^5$$

Factor de volumen del aceite ($p \leq p_b$)

Esta correlación fue desarrollada por Vasquez y Beggs donde el factor de volumen para un aceite saturado esta en función del gas disuelto en el mismo, la temperatura a la que se encuentre, la densidad especifica del aceite y la densidad especifica del gas. La siguiente ecuación muestra como se obtiene el factor de volumen del aceite (B_o).

$$B_o = 1 + C_1 R_s + C_2 (T - 60) \left(\frac{\gamma_o}{\gamma_{gs}} \right) + C_3 R_s (T - 60) \left(\frac{\gamma_o}{\gamma_{gs}} \right) \dots\dots\dots (16)$$

En este caso los valores de los coeficientes dependen de la densidad del aceite y se muestran a continuación:

Coeficiente	$\gamma_o \leq 30^\circ API$	$\gamma_o > 30^\circ API$
C_1	4.677×10^{-4}	4.670×10^{-4}
C_2	1.751×10^{-5}	1.100×10^{-5}
C_3	-1.811×10^{-8}	1.337×10^{-9}

Donde:

B_o [Bl@c.y./Bl@c.s.] factor de volumen del aceite.

R_s [ft³/Bl] es la relación gas disuelto aceite.

T [°F] es la temperatura a la cual se encuentra el aceite.

γ_{gs} [adimensional] densidad relativa del gas (aire=1) a condiciones de separador 100 psi.

γ_o [°API] densidad del aceite.

- Por AL-SHAMMASI³⁵

Un análisis estático de los parámetros para varias correlaciones con sus coeficientes originales calculados por 1,345 datos indican que Petrosky y Farshad es el mejor modelo de correlación usadas en el trabajo de A.A. Al-Shammasi, las correlaciones creadas por ellos fueron modificaciones a las de Standing. En el desarrollo para una nueva correlación de B_o , fueron seleccionadas dos correlaciones, una usa tres variables en lugar de cuatro variables convencionalmente usadas y se muestran a continuación:

Correlación con cuatro variables:

$$B_o = 1 + 5.53 * 10^{-7} [R_s * (T - 60)] + 0.000181 * \left(\frac{R_s}{\gamma_o} \right) + \dots \dots \dots (17)$$

$$0.000449 * \left[\frac{(T - 60)}{\gamma_o} \right] + 0.000206 * \left(\frac{R_s \gamma_g}{\gamma_o} \right)$$

Correlación con tres variables:

$$B_o = 1 + 0.000412 * \left(\frac{R_s}{\gamma_o} \right) + 0.000650 * \left[\frac{(T - 60)}{\gamma_o} \right] \dots \dots \dots (18)$$

Donde:

B_o [Bl@c.y./Bl@c.s.] es el factor de volumen del aceite.

R_s [ft³/Bl] es la relación gas disuelto aceite.

γ_g [adimensional] es la densidad relativa del gas (aire=1).

γ_o [adimensional] es la densidad relativa del aceite.

T [°F] es la temperatura.

³⁵ AL-SHAMMASI, A.A. *A review of bubblepoint pressure and oil formation volume factor correlations.* p.(146-160).

El uso de la correlación con cuatro o tres variablas depende del numero de datos disponibles para su uso.

- Petrosky y Farshad. Factor de volumen del a p_b ³⁶

Las muestras tomadas para el desarrollo de esta correlación fueron de yacimientos localizados mar afuera en Texas y Luisana, de áreas productoras al este de la isla de Galveston. Un total de 81 análisis de laboratorio PVT fueron usados para desarrollar esta y otras correlaciones, generando 32 modelos diferentes que fueron evaluados para determinar cual proporciona las propiedades PVT con mayor aproximación, para el desarrollo de esta correlación fue usado el software SAS[®] por Petrosky y Farshad y para el desarrollo de la nueva correlación se basó en la correlación publicada por Standing, el mejor resultado fue obtenido con la siguiente correlación:

$$B_{ob} = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} \left[R_s^{0.3738} \left(\frac{(\bar{\gamma}_g)^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626T^{0.5371} \right]^{3.0936} \dots\dots\dots (19)$$

Donde:

B_{ob} [Bl@c.y./Bl@c.s.] factor de volumen del aceite en p_b .

R_s [ft³/Bl] es la relación total gas disuelto aceite.

T [°F] es la temperatura.

$\bar{\gamma}_g$ [adimensional] es el promedio de la densidad relativa del gas (aire=1).

γ_o [adimensional] densidad relativa del aceite (agua=1).

- Por Birol Dindoruk y Meter G. Christman (B_{obp})³⁷

³⁶ PETROSKY G.E. Jr. y FARSHAD F. *Pressure-Volume-Temperature correlations for Gulf of Mexico crude oils*, p. (416).

³⁷ DINDORUK Birol y CHRISTMAN Peter G. *PVT properties and viscosity correlations for Gulf of Mexico oils*. p. (428-429)

Esta correlación que permite obtener el factor de volumen del aceite en el punto de burbuja fue mejorada por Birol Dindoruk y Meter G. Christman al desarrollarla en función de R_s , γ_g , $^{\circ}\text{API}$ y T . Esta ecuación es una función cuadrática en términos de A , en esta ecuación el último término representa la corrección a la temperatura adicional en aceites muertos.

$$B_{obp} = a_{11} + a_{12}A + a_{13}A^2 + a_{14}(T - 60) \frac{^{\circ}\text{API}}{\gamma_g} \dots\dots\dots (20)$$

$$A = \frac{\left[\frac{R_s^{a_1} \gamma_g^{a_2}}{\gamma_o^{a_3}} + a_4 (T - 60)^{a_5} + a_6 R_s \right]^{a_7}}{\left[a_8 + \frac{2R_s^{a_9}}{\gamma_g^{a_{10}}} (T - 60) \right]^2}$$

Donde:

B_{obp} [Bl@c.y./Bl@c.s.] factor de volumen del aceite en p_b.

R_s [ft³/Bl] es la relación gas disuelto aceite.

γ_g [] es la densidad relativa del gas (aire=1).

γ_o [adimensional] es la densidad relativa del aceite ($\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$) @60°F.

T [°F] es la temperatura del yacimiento.

$^{\circ}\text{API}$ es la densidad relativa del aceite @ 60°F.

a ₁	2.510755 E+00
a ₂	-4.852538 E+00
a ₃	1.183500 E+01
a ₄	1.365428 E+05
a ₅	2.252880 E+00
a ₆	1.007190 E+01
a ₇	4.450849 E-01
a ₈	5.352624 E+00
a ₉	-6.309052 E-01
a ₁₀	9.000749 E-01
a ₁₁	9.871766 E-01
a ₁₂	7.865146 E-04
a ₁₃	2.689173 E-06
a ₁₄	1.100001 E-05

TABLA 5- Coeficientes para la correlación B_{obp} .

En un análisis realizado se muestra el B_{obp} calculado contra el B_o , esta nueva correlación da valores que permiten obtener resultados con un valor promedio de error relativo de 0.11% y un promedio relativo de error absoluto de 2%.

RELACIÓN GAS DISUELTO ACEITE

- Por Milton Vasquez y H. Dale Beggs Relación de solubilidad (R_s)

Para establecer esta y otra correlación se usaron más de 6000 datos de R_s , B_o , μ_o , a varias presiones y temperaturas. Una correlación mejorada fue obtenida al dividir la medición de datos obtenidos en dos grupos, estos grupos son diferenciados con respecto a la densidad relativa del aceite, esta división se hace para una densidad de 30°API. La ecuación mostrada a continuación fue obtenida por un análisis de regresión lineal usando 5,008 medidas de puntos de datos.³⁸

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} p^{C_2} \exp \left[C_3 \left(\frac{\gamma_o}{T + 460} \right) \right] \dots \dots \dots (21)$$

Donde:

R_s [ft³/BI] es la relación de solubilidad.

p [lb/pg²_{abs}] es la presión a la cual se quiere conocer R_s .

T [°F] es la temperatura a la cual se quiere conocer R_s .

γ_o [°API] es la densidad relativa del aceite.

γ_{gs} [adimensional] es la densidad relativa del gas (aire=1) a condiciones de separador 100 psi.

Con los siguientes valores de coeficientes:

Coeficiente	$\gamma_o \leq 30^\circ API$	$\gamma_o > 30^\circ API$
C_1	0.0362	0.0178
C_2	1.0937	1.1870
C_3	25.7240	23.9310

- Petrosky y Farshad³⁹

Las muestras tomadas para el desarrollo de esta correlación fueron de yacimientos localizados mar afuera en Texas y Luisiana, de áreas productoras

³⁸ VASQUEZ, Milton y BEGGS, H. Dale. *Correlation for fluid physical property predictions*. p.(969-970).

³⁹ PETROSKY G.E. Jr. y FARSHAD F. *Pressure-Volume-Temperature correlations for Gulf of Mexico crude oils*, p. (1-3)

al este de la isla de Galveston. Un total de 81 análisis de laboratorio PVT fueron usados para desarrollar esta y otras correlaciones, proporcionando 32 modelos diferentes que fueron evaluados para determinar cual determina las propiedades PVT con mayor aproximación, esta correlación fue desarrollada usando el software SAS[®] por Petrosky y Farshad, para aceites del Golfo de México, muchos de estos aceites son considerados nafténicos o biodegradables, esta correlación es derivada de la correlación de p_b , ya que puede ser resuelta matemáticamente a excepción de Vázquez y Beggs, la correlación se muestra a continuación:

$$R_s = \left[\left(\frac{p_b}{112.727} + 12.340 \right) (\bar{\gamma}_g)^{0.8439} 10^X \right]^{1.73184} \dots\dots\dots (22)$$

$$X = 7.916 \times 10^{-4} \text{°API}^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911}$$

Donde:

R_s [ft³/Bl] es la relación total gas disuelto aceite.

p_b [psia] es la presión de burbuja.

T [°F] es la temperatura.

$\bar{\gamma}_g$ [adimensional] es el promedio de la densidad relativa del gas (aire=1).

°API [°API] densidad del aceite.

- Por Birol Dindoruk y Meter G. Christman ($R_{s_{bp}}$)⁴⁰

Todas las muestras de fluidos usadas para obtener esta correlación fueron obtenidas del golfo de México usando aproximadamente 100 reportes PVT de laboratorio. Generalmente no sería necesario realizar una nueva correlación para la relación gas disuelto aceite ya que esta puede ser obtenida si se tiene p_{bp} y se despeja la ecuación en función la $R_{s_{bp}}$. Sin embargo, no podría ser resuelta analíticamente, sería necesario resolverla por métodos numéricos. Por

⁴⁰ DINDORUK Birol y CHRISTMAN Peter G. *PVT properties and viscosity correlations for Gulf of Mexico oils*. p. (429-430)

tanto, se desarrolló una nueva ecuación en función de p_{bp} , γ_g , $^{\circ}API$ y la temperatura, siendo desarrollada la siguiente correlación:

$$R_{sbp} = \left[\left(\frac{p_{bp}}{a_8} + a_9 \right) \gamma_g^{a_{10}} 10^A \right]^{a_{11}} \dots\dots\dots(23)$$

$$A = \frac{a_1 ^{\circ}API^{a_2} + a_3 T^{a_4}}{\left(a_5 + \frac{2^{\circ}API^{a_6}}{p_{bp}^{a_7}} \right)^2}$$

a ₁	4.86996E-06
a ₂	5.730982539
a ₃	9.92510E-03
a ₄	1.776179364
a ₅	44.25002680
a ₆	2.702889206
a ₇	0.744335673
a ₈	3.359754970
a ₉	28.10133245
a ₁₀	1.579050160
a ₁₁	0.928131344

TABLA 6- Coeficientes para la correlación R_{sbp}

Donde:

p_{bp} [psi] es la presión en el punto de burbuja.

R_{sbp} [ft³/Bl] es la relación gas disuelto aceite en p_{bp} .

γ_g [adimensional] es la densidad relativa del gas (aire=1).

T [°F] es la temperatura del yacimiento.

$^{\circ}API$ es la densidad relativa del aceite @60 °F.

La mejoría en esta nueva solución es aproximadamente 1% mejor que la correlación de la presión de punto de burbuja.

CORRELACIONES DE VISCOSIDAD

- Por H.D. Beggs y J.R. Robinson.⁴¹

Viscosidad de aceite muerto

Esta correlación fue desarrollada por H.D. Beggs y J.R. Robinson graficando $\log_{10}(T)$ contra $\log_{10}(\mu_{OD}+1)$ en coordenadas cartesianas , la grafica reveló una

⁴¹ BEGGS, H.D. y ROBINSON J.R. *Estimating the viscosity of crude oil systems*. p.(140-141)

serie de líneas y se encontró que cada línea representaba el aceite de una densidad particular. A continuación se muestra la ecuación:

$$\mu_{OD} = 10^X - 1 \dots\dots\dots (24)$$

$$X = yT^{-1.163}$$

$$y = 10^z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023\gamma_o$$

Donde:

μ_{OD} [cp] es la viscosidad del aceite muerto a cierta T.

T [°F] es la temperatura.

γ_o [°API] es la densidad relativa del aceite.

Viscosidad de aceite con gas disuelto

La viscosidad del aceite con gas disuelto presentada por H.D. Beggs y J.R. Robinson fue desarrollada con facilidad por el hecho que una relación lineal existe entre $\log_{10}(\mu_{OD})$ y $\log_{10}(\mu)$ para un valor particular de gas disuelto R_s . Puede ser calculado así:

$$\mu = A\mu_{OD}^B \dots\dots\dots (25)$$

$$A = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$B = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

Donde:

μ [cp] es la viscosidad del aceite saturado de gas a cierta T.

μ_{OD} [cp] es la viscosidad del aceite muerto a cierta T.

T [°F] es la temperatura.

R_s [ft³/Bl] es la relación gas disuelto aceite.

Al desarrollar esta correlación, se nota la importancia de la composición de la mezcla para la viscosidad, ya que aceites de diferentes composiciones pueden tener la misma densidad relativa, por tanto, si se tiene datos disponibles de la

composición deben ser usadas otras correlaciones, ya que la viscosidad depende de la composición.

- Por Milton Vasquez y H. Dale Beggs⁴²

Viscosidad del aceite bajo saturado ($p \geq p_b$)

En esta correlación desarrollada por Milton Vasquez y H. Dale Beggs describen que la presión en un yacimiento bajosaturado es alta para así disolver el gas, por tanto la viscosidad del aceite se incrementa. La viscosidad en presiones cerca de la presión del punto de burbuja es expresada en función de la viscosidad cerca del punto de burbuja μ_{ob} , presión p y p_b . La viscosidad del aceite a la presión de burbuja puede ser obtenida de la correlación de Beggs y Robinson, la ecuación es:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m \dots\dots\dots(26)$$

Donde:

$$m = C_1 p^{C_2} \exp(C_3 + C_4 p)$$

μ_o [cp] es la viscosidad del aceite.

μ_{ob} [cp] es la viscosidad del aceite en el punto de burbuja.

p [psia] es la presión a la cual se quiere obtener la viscosidad.

p_b [psia] es la presión de burbuja.

$$C_1 = 2.6, \quad C_2 = 1.187, \quad C_3 = -11.513, \quad C_4 = -8.98 \times 10^{-5}$$

- Por Petrosky y Farshad.⁴³

⁴² VASQUEZ, Milton y BEGGS, H. Dale. *Correlation for fluid physical property predictions*. p.(970).

⁴³ PETROSKY G.E. Jr. y FARSHAD F. *Viscosity correlations for Gulf of Mexico crude oils*, p.(249-251).

De un total de 31 diferentes sistemas de crudo de aceite de la costa de Texas y Louisiana, con un total de 126 análisis de laboratorio se desarrollaron las correlaciones de viscosidad, usando el software SAS® por Petrosky y Farshad.

Viscosidad de aceite muerto

Esta correlación se desarrollo en función de °API y T, encontrando que la siguiente ecuación fue la que mejor se aproximó:

$$\mu_{od} = 2.3511 \times 10^7 T^{-2.10255} (\log \text{°API})^x \dots\dots\dots (27)$$

$$x = 4.59388(\log T) - 22.82792$$

Donde:

μ_{od} [cp] es la viscosidad del aceite muerto.

T [°F] es la temperatura.

°API [°API] es la densidad del aceite.

Viscosidad del aceite saturado

La correlación de viscosidad de aceite saturado para aceite del Golfo de México fue desarrollada en función de la viscosidad del aceite muerto y la R_s , obteniendo la siguiente correlación:

$$\mu_{ob} = A(\mu_{od})^B \dots\dots\dots (28)$$

$$A = 0.1651 + 0.6165(10^a)$$

$$a = -6.0866 \times 10^{-4} R_s$$

$$B = 0.5131 + 0.5109(10^b)$$

$$b = -1.1831 \times 10^{-3} R_s$$

Donde:

μ_{ob} [cp] es la viscosidad del aceite saturado.

μ_{od} [cp] es la viscosidad del aceite muerto.

Viscosidad del aceite bajosaturado

Esta correlación de viscosidad de aceite bajo-saturado fue generada en función de la μ_{ob} , p_b , p . Encontrando la siguiente ecuación:

$$\mu_o = \mu_{ob} + 1.3449 \times 10^{-3} (p - p_b) (10^A) \dots \dots \dots (29)$$

$$A = -1.0146 + 1.3322 \log(\mu_{ob}) - 0.4876 [\log(\mu_{ob})]^2 - 1.15036 [\log(\mu_{ob})]^3$$

Donde:

μ_o [cp] es la viscosidad del aceite bajo-saturado.

μ_{ob} [cp] es la viscosidad del aceite saturado.

p_b [psia] es la presión de burbuja.

p [psia] es la presión.

- Por Birol Dindoruk y Meter G. Christman.⁴⁴

Todas las muestras de fluidos usadas para obtener estas correlaciones fueron obtenidas del Golfo de México usando aproximadamente 100 reportes PVT de laboratorio fueron desarrolladas por Birol Dindoruk y Meter G. Christman, Shell. Los valores de la viscosidad del aceite muerto y de aceite con gas disuelto son requeridos en varios cálculos de ingeniería petrolera, además de ser necesario el tener la viscosidad a diferentes valores de presión y de temperatura, el caso es cuando se tienen dos fases o el calcular los gradientes de presión, por tanto se requiere de conocer la viscosidad.

Nuevas correlaciones fueron desarrolladas por Birol Dindoruk y Meter G. Christman para estimar las viscosidades del aceite muerto, aceite sobre-saturado y bajo saturado.

Viscosidad para aceite muerto (μ_{OD})

⁴⁴ DINDORUK Birol y CHRISTMAN Peter G. *PVT properties and viscosity correlations for Gulf of Mexico oils*. p. (433-435)

$$\mu_{OD} = \frac{a_3 T^{a_4} (\log \circ API)^A}{a_5 p_{bp}^{a_6} + a_7 R_{sbp}^{a_8}} \dots\dots\dots (30)$$

$$A = a_1 \log T + a_2$$

Donde:

μ_{OD} [cp] es la viscosidad del aceite muerto.

T [°F] es la temperatura del yacimiento.

°API es la densidad relativa del aceite @ 60 °F.

p_{bp} [psi] es la presión en el punto de burbuja.

R_{sbp} [ft³/BI] es la relación gas disuelto aceite en p_{bp} .

a ₁	14.505357625
a ₂	-44.868655416
a ₃	9.36579 E+09
a ₄	-4.194017808
a ₅	-3.1461171 E-09
a ₆	1.517652716
a ₇	0.010433654
a ₈	-0.000776880

TABLA 7- Coeficientes para la correlación μ_{OD} .

Desarrollada por Birol Dindoruk y Meter G. Christman presentada en 2004 donde a diferencia de las demás correlaciones para la viscosidad del aceite muerto que sólo usan T y °API , en esta correlación se agregan datos como p_{bp} y R_{sbp} , esta correlación con respecto a las otras tiene un error relativo de 2.86% y un error absoluto de 12.62%. La viscosidad del aceite muerto es una de las propiedades difíciles de calcular con buena aproximación. Dos muestras de aceite muerto con la misma densidad relativa y temperatura pueden tener una viscosidad muy diferente y esto se pretende corregir con los nuevos parámetros que se integraron.

Viscosidad del aceite saturado (μ_{obp})

Esta correlación la desarrollaron Birol Dindoruk y Meter G. Christman en 2004. Para obtener este parámetro generalmente se requiere el uso de la viscosidad del aceite muerto, a continuación se muestra una mejora a la correlación ya que esta a otras muestra un error relativo de 3.05% y un error absoluto de 13.2%:

$$\mu_{obp} = A(\mu_{OD})^B \dots\dots\dots (31)$$

$$A = \frac{a_1}{\exp(a_2 R_s)} + \frac{a_3 R_s^{a_4}}{\exp(a_5 R_s)}$$

$$B = \frac{a_6}{\exp(a_7 R_s)} + \frac{a_8 R_s^{a_9}}{\exp(a_{10} R_s)}$$

Donde:

μ_{OD} [cp] es la viscosidad del aceite muerto.

μ_{obp} [cp] es la viscosidad del aceite saturado.

R_s [ft³/BI] es la relación gas disuelto aceite.

a ₁	1.000000 E+00
a ₂	4.740729 E-04
a ₃	-1.023451 E-02
a ₄	6.600358 E-01
a ₅	1.075080 E-03
a ₆	1.000000 E+00
a ₇	-2.191172 E-05
a ₈	-1.660981 E-02
a ₉	4.233179 E-01
a ₁₀	-2.273945 E-04

TABLA 8- Coeficientes para la correlación μ_{obp} .

Viscosidad del aceite bajo-saturado (μ_o)

La siguiente correlación fue mejorada por Birol Dindoruk y Peter G. Christman el mejor resultado fue proporcionado por la siguiente ecuación que al introducir el factor A se logro predecir las propiedades con un error relativo promedio de 0.83% y un error absoluto promedio de 5.99%:

$$\mu_o = \mu_{obp} + a_6 (p - p_{bp}) 10^A \dots\dots\dots (32)$$

$$A = a_1 + a_2 \log \mu_{obp} + a_3 \log R_s + a_4 \mu_{obp} \log R_s + a_5 (p - p_{bp})$$

Donde:

μ_o [cp] es la viscosidad del aceite bajo-saturado.

μ_{OD} [cp] es la viscosidad del aceite muerto.

μ_{obp} [cp] es la viscosidad del aceite saturado.

P [psi] es la presión.

P_{bp} [psi] es la presión en el punto de burbuja.

R_s [ft³/BI] es la relación gas disuelto aceite.

a ₁	0.776644115
a ₂	0.987658646
a ₃	-0.190564677
a ₄	0.009147711
a ₅	-0.000019111
a ₆	0.000063340

TABLA 9- Coeficientes para la correlación μ_o .

COMPRESIBILIDAD ISOTÉRMICA DEL ACEITE (bajo-saturado)

- Petrosky y Farshad.⁴⁵

Las muestras tomadas para el desarrollo de esta correlación fueron de yacimientos localizados mar afuera en Texas y Luisiana, de áreas productoras al este de la isla de Galveston. Un total de 81 análisis de laboratorio PVT fueron usados para desarrollar esta y otras correlaciones, generando 32 modelos diferentes que fueron evaluados para determinar cual obtiene las propiedades PVT con mayor aproximación, para el desarrollo de esta correlación fue usado el software SAS[®] por Petrosky y Farshad, el desarrollo de esta correlación se basó a la desarrollada por Vázquez y Beggs. Las variables independientes fueron obtenidas de pruebas de separación de laboratorio, con el nuevo parámetro introducido aumenta la aproximación de la correlación con respecto a la de Vázquez y Beggs. La correlación es la siguiente:

$$c_o = 1.705 \times 10^{-7} R_s^{0.69357} (\bar{\gamma}_g)^{0.1885} \gamma_{API}^{0.3272} T^{0.6729} p^{-0.5906} \dots\dots\dots (33)$$

Donde:

c_o [psia⁻¹] es la compresibilidad isotérmica del aceite bajo-saturado.

p [psia] es la presión.

R_s [ft³/Bl] es la relación total gas disuelto aceite.

T [°F] es la temperatura.

$\bar{\gamma}_g$ [adimensional] es el promedio de la densidad relativa del gas (aire=1).

γ_{API} [°API] densidad relativa del aceite del aceite.

- Birol Dindoruk y Meter G. Christman⁴⁶

⁴⁵ PETROSKY G.E. Jr. y FARSHAD F. *Pressure-volume-temperature correlations for Gulf of Mexico crude oils*. p.(417).

⁴⁶ DINDORUK Birol y CHRISTMAN Peter G. *PVT properties and viscosity correlations for Gulf of Mexico oils*. p. (431,433)

Muchas correlaciones han sido desarrolladas para la compresibilidad del aceite en función de R_s , γ_o , γ_g y T . Para el desarrollo de una nueva correlación, las muestras de fluidos fueron obtenidas del Golfo de México usando aproximadamente 100 reportes pVT de laboratorio, fueron desarrolladas por Birol Dindoruk y Meter G. Christman. Usando las mismas variables ya mencionadas desarrollaron la siguiente correlación:

$$c_{obp} = (a_{11} + a_{12}A + a_{13}A^2) \times 10^{-6} \dots\dots\dots (34)$$

$$A = \frac{\left[\frac{R_s^{a_1} \gamma_g^{a_2}}{\gamma_o^{a_3}} + a_4(T - 60)^{a_5} + a_6 R_s \right]^{a_7}}{\left[a_8 + \frac{2R_s^{a_9}}{\gamma_g^{a_{10}}} (T - 60) \right]^2}$$

a ₁	0.980922372
a ₂	0.021003077
a ₃	0.338486128
a ₄	20.00006358
a ₅	0.300001059
a ₆	-0.876813622
a ₇	1.759732076
a ₈	2.749114986
a ₉	-1.713572145
a ₁₀	9.999932841
a ₁₁	4.487462368
a ₁₂	0.005197040
a ₁₃	0.000012580

Donde:

c_{obp} [psi⁻¹] es la compresibilidad de aceite en p_b .

R_s [ft³/BI] es la relación gas disuelto aceite.

T [°F] es la temperatura del yacimiento.

γ_g [adimensional] es la densidad relativa promedio del gas (aire=1).

γ_o [adimensional] es la densidad relativa del aceite @60 °F.

TABLA 10- Coeficientes para la correlación c_{obp}

En el laboratorio, la compresibilidad del aceite es calculada en base a dos medidas volumétricas a dos distintas presiones, la compresibilidad del aceite es asignada a un intervalo (Δp) al que las medidas son tomadas en los dos extremos del intervalo.

Esta nueva correlación comparadas con otras tiene valores de un error relativo promedio de -0.85% y un promedio de error absoluto de 6.21%. Usando datos PVT se hicieron pruebas de la correlación comparando la exactitud con las correlaciones desarrolladas por Petrosky y Farshad como Vasquez y Beggs, pero sólo se encontraron resultados similares utilizando la correlación desarrollada por Vasquez y Beggs, sin embargo, se encontró una mejor aproximación con los nuevos coeficientes presentados en esta correlación.

2.3) PROPIEDADES DEL GAS

El gas es una fase de la materia que no tiene volumen ni forma fija, toma la forma y el volumen del recipiente que la contiene, una de las propiedades más evidentes de los gases es que ejercen presión sobre sus alrededores en el cuerpo que los contiene.

El gas natural está compuesto por grandes series de parafinas de hidrocarburos. La cantidad de metano y etano generalmente comprende entre un 80 o 90% del volumen de gas natural. La densidad relativa del gas es la relación entre la densidad de un gas a presión y temperatura atmosférica con respecto a la densidad del aire a las mismas condiciones. Dado que la densidad relativa del metano es 0.55, la densidad relativa del gas natural está entre 0.6 y 1.1 dependiendo de la concentración relativa de los hidrocarburos presentes en el gas.

El gas natural consta de otros varios componentes, tales como nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, metano, etano, propano, isobutano, n-butano, isopentano, n-pentano, n-hexano, n-heptano, n-octano, n-nonano, n-decano, oxígeno, hidrógeno, helio y vapor de agua. Cada uno de estos constituyentes posee propiedades físicas. Cada constituyente estará en un cierto porcentaje en la mezcla de gas; por tanto, las propiedades de cada componente constituyen las propiedades del gas.⁴⁷

Para realizar un análisis composicional de un gas natural se obtiene por destilación a baja temperatura, un análisis cromatográfico o por el espectrómetro de masas. El gas natural se describe como gas húmedo o gas seco y esta diferencia depende de la cantidad de hidrocarburos condensables presentes en la mezcla, el pentano y más pesados son considerados hidrocarburos condensables, a temperatura y presión atmosférica el pentano es un líquido mientras que el metano, etano, propano y butano existen en fase gaseosa a condiciones atmosféricas.

⁴⁷ MIAN, M.A., *Petroleum engineering*, p.(90)

GAS IDEAL

La ley de los gases ideales describe todas las características importantes de un gas: su presión (p), su volumen (V), el número de moles (n) y la temperatura (T) en Kelvin. Una vez conociendo tres de estas propiedades por medio de esta ecuación se puede encontrar la cuarta. La ley de los gases ideales se basa en mediciones experimentales de las propiedades de dichos gases, si un gas obedece el comportamiento de esta ecuación entonces se trata de un gas ideal. La mayoría de los gases siguen el comportamiento de un gas ideal a presiones cercanas a 1 atmósfera o inferiores cuando la temperatura es cercana a 0 °C o más alta. ⁴⁸

Para poder deducir esta ecuación es necesario conjugar la ley de Boyle, ley de Charles y el número de Avogadro, **ver anexo2**.

$$pV = nRT \dots\dots\dots (35)$$

Donde:

p [lb/pg²_{abs}] es la presión.

V [ft³] es el volumen ideal del gas.

T [°R] es la temperatura.

n [lb-mol] es el número de moles.

R es la constante universal de los gases = $10.732 \frac{(psia)(ft^3)}{(lbmol)(^{\circ}R)}$

GAS REAL

Para gases reales, el factor de compresibilidad Z se define como el volumen real de gas dividido entre el volumen ideal del gas siempre y cuando sea la misma cantidad de masa. El volumen real del gas es el que corresponde a una presión y temperatura dada y el volumen ideal es el calculado con la ecuación de los gases ideales.

⁴⁸ ZUMDAHAL, Steven S. *Fundamentos de química*. p.(404)

$$Z = \frac{V_r}{V_i} = \frac{\text{Volumen real de } n \text{ moles de gas a una } p \text{ y } T}{\text{Volumen ideal de } n \text{ moles de gas a una misma } p \text{ y } T}$$

El factor de compresibilidad Z es próximo a la unidad, para gases cercanos al punto crítico, Z se encuentra entre 0.3 y 0.4; si la temperatura y la presión incrementan el factor Z incrementa hasta un valor de 2 o mayor.⁴⁹

El factor de compresibilidad del gas se puede determinar por medio de un análisis PVT, por correlaciones o si se conocen todos los parámetros de la ecuación de estado de los gases reales y se despeja el factor Z . Este factor se introduce en la ecuación de los gases ideales tomando el volumen como el ideal y despejando de la definición de Z en función del volumen real y el factor de compresibilidad.

$$pV_i = nRT$$

$$V_i = \frac{V_r}{Z}$$

$$pV_r = ZnRT \dots\dots\dots (36)$$

Donde:

Z [adimensional] factor de compresibilidad de un gas.

p [lb/pg²_{abs}] es la presión.

V_i [ft³] es el volumen ideal del gas.

V_r [ft³] es el volumen real del gas.

T [°R] es la temperatura.

n [lb-mol] es el número de moles.

R es la constante universal de los gases = $10.732 \frac{(\text{lb/pg}^2\text{abs})(\text{ft}^3)}{\text{lbmol}^{\circ}\text{R}}$

⁴⁹ Dr. Arevalo Villagran. *Apuntes de la asignatura Físicoquímica de explotación.*

Dada la compresibilidad del gas es importante realizar un análisis del comportamiento de los compuestos del gas para así determinar como influye un cambio de presión en el factor de compresibilidad.

Los factores de compresibilidad de diferentes mezclas gaseosas varían sobre grandes rangos a altas presiones. Por ejemplo, a 140 °F, los factores de compresibilidad del metano, etano y propano varían con la presión como se muestra en la **Fig. (22)**. Se puede apreciar que existe una considerable diferencia en el comportamiento del factor de compresibilidad en estos tres primeros miembros de la serie de hidrocarburos parafínicos.⁵⁰

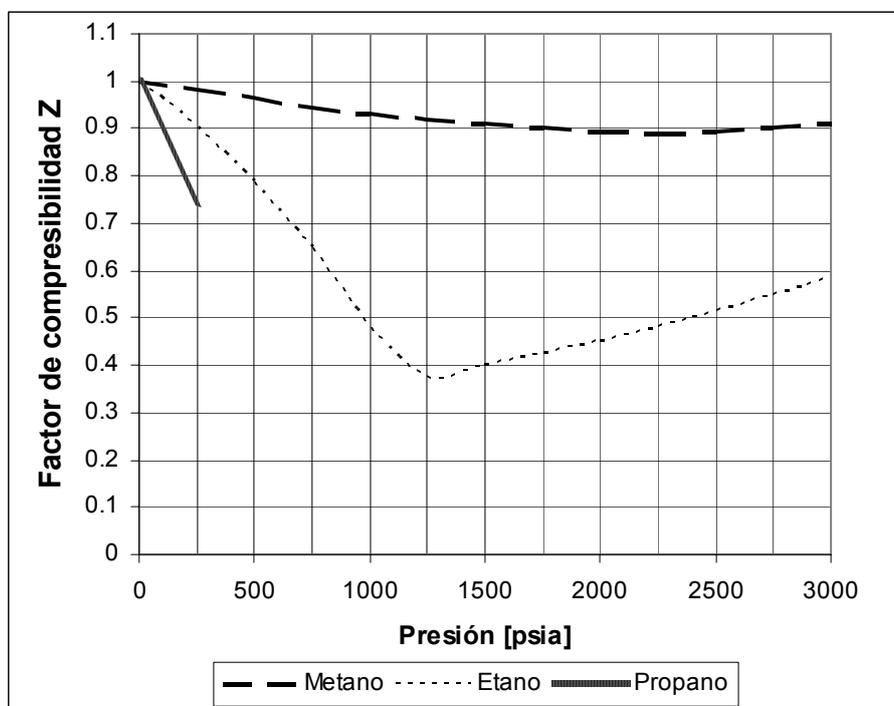


Fig. (22) Factores de compresibilidad de: metano, etano y propano a 140°F

En la **Fig. (23)** se muestra la desviación del factor de compresibilidad del gas de dos gases diferentes, uno de una densidad relativa de 0.9 y otro con una densidad relativa de 0.665. Estas curvas muestran que el factor de compresibilidad del gas disminuye a bajas presiones hasta alcanzar un valor cercano a 2500 psia. El valor emerge de nuevo a la unidad cerca de los 5000

⁵⁰ STANDING, M.B. *Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems*, p(21)

psia y se tiene valores mayores a la unidad para presiones mayores. En el rango de 0 a 5000 psia, el comportamiento del factor de compresibilidad muestra que los valores del factor de compresibilidad serán menores para gases pesados y para el mismo gas será menor a bajas temperaturas.⁵¹

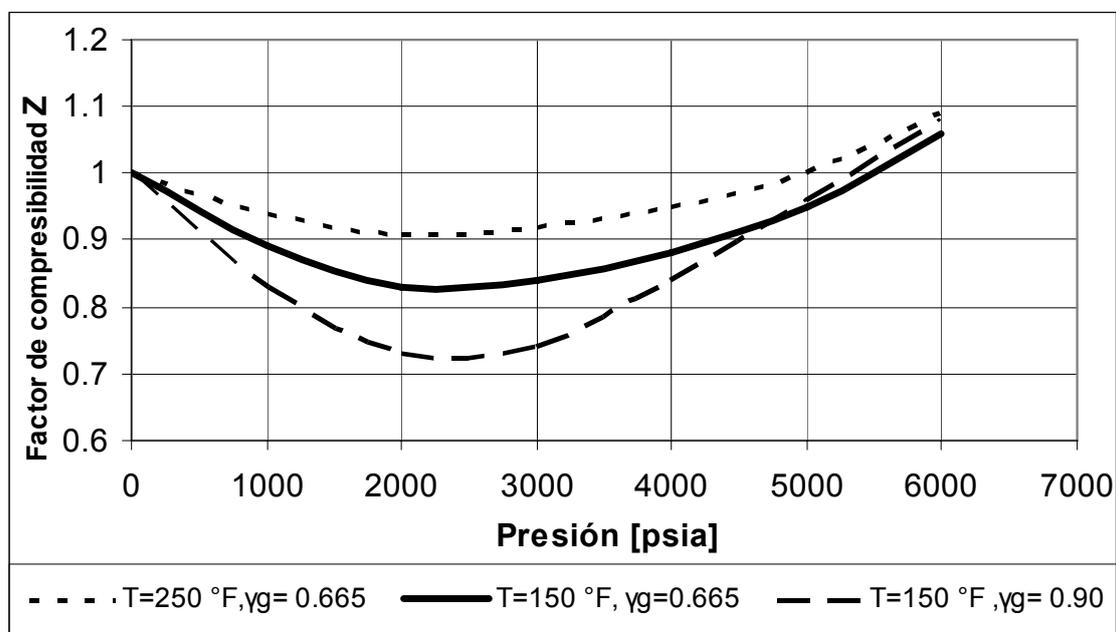


Fig. (23).Efecto de la presión, temperatura y composición en el factor Z.

- Viscosidad del gas

Para determinar la viscosidad del gas es necesario tener la viscosidad de cada componente, obtener su peso molecular y la fracción molar de cada componente, para así obtener la viscosidad.

La viscosidad de una mezcla de gases esta dada por⁵²:

$$\mu_m = \frac{\sum_{i=1}^m \mu_i y_i M_i}{\sum_{i=1}^m y_i M_i} \dots\dots\dots (37)$$

⁵¹ CRAFT, B.C. Y HAWKINS M.F. *Petroleum reservoir engineering*. p(18)

⁵² AMYX, James W. et al. *Petroleum reservoir engineering* p(285)

Donde:

μ_m [cp] viscosidad de la mezcla.

μ_i [cp] viscosidad de cada componente.

M_i [lb/lb-mol] peso molecular de cada componente.

y_i fracción molar de cada componente.

FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS

Es la relación que existe entre el volumen de una masa de gas medido a presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de la misma masa de gas, pero medido a condiciones estándar.⁵³

Para poder determinar el valor de B_g es necesario encontrar una ecuación que describa el comportamiento de los gases ideales (baja presión y baja temperatura) y gases reales afectados por el factor de compresibilidad Z .

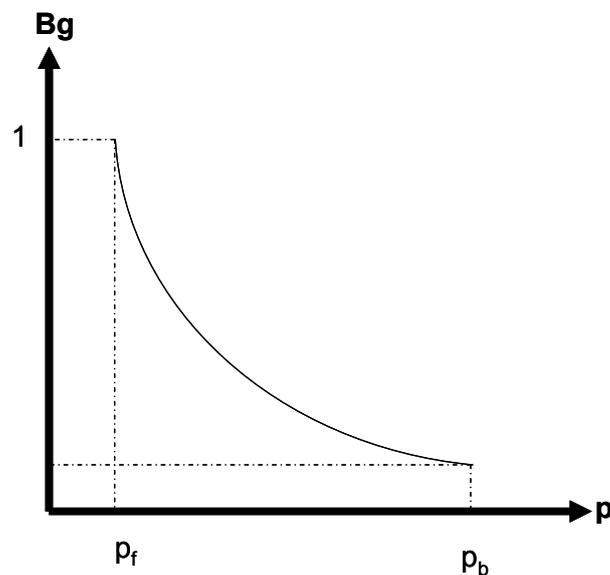


Fig. (24) Factor de volumen del gas

$$B_g = \frac{V_g @ c.y.}{V_g @ c.s.} = \frac{\frac{nRZ_y T_y}{p_y}}{\frac{nRZ_{c.s.} T_{c.s.}}{p_{c.s.}}} = \frac{T_y p_{c.s.}}{T_{c.s.}} \left(\frac{Z_y}{p_y} \right) \dots \dots \dots (38)$$

⁵³ Dr. Rafael Rodríguez Nieto. *Apuntes de la materia mecánica de fluidos*. p.(38)

Donde:

B_g [ft³@c.y./ft³@c.s.] es la factor de volumen del gas.

T_y [°F] es la temperatura del yacimiento.

p_y [psia] es la presión del yacimiento.

$p_{c.s.}$ [psia] es la presión @c.s.=14.7 psia.

$T_{c.s.}$ [°F] es la temperatura @c.s.=60 °F.

Z_y [adimensional] es el factor de compresibilidad @c.y.

El B_g **Fig. (24)** muestra el comportamiento a temperatura constante comenzando desde la presión de burbuja hasta la presión final tomando el máximo valor que puede tomar el B_g .

- **PROPIEDADES REDUCIDAS.**

J. D. Van Der Waals en 1873 desarrolló el teorema correspondiente a los estados en que los factores de correlación de compresibilidad son usados. El teorema propone que todos los gases exhibirán el mismo comportamiento en función de presión reducida, volumen reducido y temperatura reducida. El término reducido significa que cada variable es expresada como una función del valor crítico. Así, todas las variables son reducidas a un dato común, el valor crítico. Pero en comparaciones se encontró una ligera desviación en los cálculos.⁵⁴

$$T_r = \frac{T}{T_c} ; P_r = \frac{P}{P_c} ; V_r = \frac{V}{V_c}$$

En 1936 W.B. Kay presentó datos experimentales realizando una modificación al cálculo de condiciones reducidas. Para correlaciones PVT de mezcla de gas son necesarias las condiciones reducidas y su aportación fue el calcularlas en función de condiciones pseudo-críticas. La temperatura y presión pseudo-críticas de una mezcla de gases de bajo peso molecular son obtenidas al sumar el producto de la fracción molar de cada componente con el valor crítico real de cada componente.

⁵⁴ STANDING, M.B. *Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems*, p(21)

PROPIEDADES PSEUDO-CRITICAS

Cada componente de una mezcla de gas tiene una temperatura crítica (T_c) y una presión crítica (P_c). Cuando las propiedades críticas individuales son multiplicadas por la fracción mol (fracción del total de la mezcla de gas) del respectivo componente, obtenemos la temperatura pseudo-crítica (T_{pc}) y presión pseudo-crítica (P_{pc}).⁵⁵

Si se tiene la composición del gas, la densidad relativa del gas y las propiedades pseudo-críticas deben ser determinadas con la composición ya que la forma de calcular estas propiedades con más precisión será usando la composición, las siguientes ecuaciones son usadas para determinar propiedades físicas de gas usando la composición:

$$\gamma_g = \sum_{i=1}^n \gamma_{gi}(y_i) \dots \dots \dots (39)$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n T_{ci}(y_i) \dots \dots \dots (40)$$

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^n P_{ci}(y_i) \dots \dots \dots (41)$$

Donde:

y_i [adimensional] es la fracción mol del componente en la mezcla.

γ_{gi} [adimensional] es la densidad relativa de cada componente.

T_{ci} [°R] es la temperatura crítica de cada componente.

T_{pc} [°R] es la temperatura pseudo-crítica de la mezcla.

p_{ci} [psia] es la presión crítica de cada componente.

p_{pc} [psia] es la presión pseudo-crítica de la mezcla.

En este caso la temperatura y presión pseudo-críticas deben ser corregidas para gases amargos usando la corrección de Wichert-Aziz, ecuación (49). Las

⁵⁵ MIAN, M.A., *Petroleum engineering*, p(76)

propiedades de diferentes constituyentes del gas natural son mostrados en la **TABLA 11**.

Constituyente, i	Y_{gi}	T_c [°R]	p_c [psia]
N ₂ Nitrógeno	0.9672	227.30	493.00
CO ₂ Dióxido de carbono	1.5195	547.60	1071.0
H ₂ S Acido sulfhídrico	1.1765	672.40	1306.0
CH ₄ Metano	0.5539	343.04	667.8
C ₂ H ₆ Etano	1.0382	549.76	707.8
C ₃ H ₈ Propano	1.5225	665.68	616.3
i-C ₄ H ₁₀ Iso-butano	2.0068	734.65	529.1
n-C ₄ H ₁₀ Normal butano	2.0068	765.32	550.7
i-C ₅ H ₁₂ Iso-pentano	2.4911	828.77	490.4
n-C ₅ H ₁₂ Normal pentano	2.4911	845.40	486.6
n-C ₆ H ₁₄ Normal hexano	2.9753	913.40	436.9
n-C ₇ H ₁₆ Normal eptano	3.4596	972.50	396.8
n-C ₈ H ₁₈ Normal octano	3.9439	1023.89	360.6
n-C ₉ H ₂₀ Normal nonano	4.4282	1070.35	332.0
n-C ₁₀ H ₂₂ Normal decano	4.9125	1111.80	304.0
O ₂ Oxígeno	1.1048	278.60	736.9
H ₂ Hidrógeno	0.0696	59.90	188.1
He Helio	0.1380	9.50	33.2
H ₂ O Vapor de agua	0.6220	1165.30	3208.0

TABLA 11- Propiedades de diferentes constituyentes del gas natural.⁵⁶

Si la composición no se tiene, entonces la temperatura y presión pseudo-críticas pueden ser determinadas de la siguiente manera:

Para fluidos condensables:

$$T_{pc} = 187 + 330(\gamma_g) - 71.5(\gamma_g)^2 \dots\dots\dots (42)$$

$$P_{pc} = 706 - 51.7(\gamma_g) - 11.1(\gamma_g)^2 \dots\dots\dots (43)$$

⁵⁶ MIAN, M.A., *Petroleum engineering*, p(91).

Estas ecuaciones son usadas para calcular las propiedades pseudo-criticas cuando el gas esta en equilibrio con el aceite o condensado en el yacimiento.

Para gases misceláneos:

$$T_{pc} = 168 + 325(\gamma_g) - 12.5(\gamma_g)^2 \dots\dots\dots (44)$$

$$P_{pc} = 677 + 15.0(\gamma_g) - 37.5(\gamma_g)^2 \dots\dots\dots (45)$$

Estas ecuaciones son usadas para gases secos en superficie.

Donde:

γ_g [adimensional] es la densidad relativa de la mezcla de gas (aire=1),.

T_{pc} [°R] es la temperatura pseudocritica.

p_{pc} [psia] es la presión pseudocritica.

Las cuatro ecuaciones antes mencionadas fueron desarrolladas para gases que no contenían contaminantes como H₂S CO₂. Si el gas contiene uno a ambos contaminantes se debe usar la corrección de Wichert-Aziz.

En las cuatro ecuaciones anteriores la γ_g es remplazada por γ_{hc} (porción relativa del gas en el hidrocarburo), donde γ_{hc} esta dada por:

$$\gamma_{hc} = \frac{\gamma_g - 0.9672y_{N_2} - 1.5195y_{CO_2} - 1.1765y_{H_2S}}{A} \dots\dots\dots (46)$$

La temperatura y presión pseudo-criticas para todas las mezclas con presencia de no hidrocarburos de gas esta dada por:

$$T_{pc1} = A(T_{pc}) + 227.3y_{N_2} + 547.6y_{CO_2} + 672.4y_{H_2S} \dots\dots\dots (47)$$

$$P_{pc1} = A(P_{pc}) + 493.0y_{N_2} + 1071y_{CO_2} + 1306y_{H_2S} \dots\dots\dots (48)$$

$$A = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})$$

Donde:

y_{N_2} Es la fracción mol de nitrógeno.

y_{CO_2} Es la fracción mol de dióxido de carbono.

y_{H_2S} Es la fracción mol de ácido sulfhídrico.

T_{pc1} [°R] es la temperatura pseudo-crítica de la mezcla.

p_{pc1} [psia] es la presión pseudo-crítica de la mezcla.

Las propiedades pseudo-críticas T_{pc1} y p_{pc1} son entonces para gases ácidos (CO_2 y H_2S) corregidas por el factor de Wichert-Azis. El factor de corrección de Wichert-Azis está dado por la siguiente ecuación:

$$CWA = 120(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6} + 15(y_{H_2S})^{0.5} - (y_{H_2S})^4 \dots\dots\dots (49)$$

Por tanto las correcciones hechas a la temperatura y presión pseudo-críticas están dadas por:

$$T_{pc}^* = T_{pc1} - CWA \dots\dots\dots (50)$$

$$p_{pc}^* = \frac{(p_{pc1})(T_{pc}^*)}{T_{pc1} + (y_{H_2S})(1 - y_{H_2S})CWA} \dots\dots\dots (51)$$

PROPIEDADES PSEUDO-REDUCIDAS

El segundo paso para calcular propiedades PVT es el de calcular la presión y la temperatura pseudo-reducidas. La presión y temperatura pseudo-reducidas están dadas en función de la presión y temperatura pseudo-críticas, las siguientes expresiones muestran como obtener las propiedades:⁵⁷

⁵⁷ MIAN, M.A., *Petroleum engineering*, p(77)

$$T_{pr} = \frac{T_R + 460}{T_{pc}} \dots\dots\dots (52)$$

$$p_{pr} = \frac{p_R}{p_{pc}} \dots\dots\dots (53)$$

Donde:

T_{pr} [°R] es la temperatura pseudo-reducida.

T_R [°F] es la temperatura del yacimiento.

p_{pr} [psia] es la presión pseudo-reducida.

p_R [psia] es la presión del yacimiento.

Si la T_{pr} y p_{pr} son las mismas para dos gases, sus propiedades físicas serán equivalentes aún, si su presión y temperatura absoluta no son las mismas. Estas son las propiedades más usadas en la determinación de las propiedades del gas. Si hay presencia de contaminantes, entonces son usadas T_{pc}^* y p_{pc}^* para calcular las propiedades pseudo-reducidas.

2.4) CORRELACIONES PARA OBTENER PROPIEDADES DEL GAS

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS

Para determinar el factor de compresibilidad se ocupan temperaturas y presiones pseudo-reducidas como se muestra a continuación⁵⁸:

La ecuación para gases superficiales es:

$$T_{pc} = 167 + 316.67\gamma_{gf} \dots\dots\dots (54)$$

$$p_{pc} = 702.5 - 50\gamma_{gf} \dots\dots\dots (55)$$

⁵⁸ GARAIKOCHEA, Petirena Francisco. *Transportes de hidrocarburos por ductos*. p.(15-16)

La ecuación para gases húmedos es:

$$T_{pc} = 238 + 210\gamma_{gf} \dots\dots\dots(56)$$

$$p_{pc} = 740 - 100\gamma_{gf} \dots\dots\dots (57)$$

Con las ecuaciones siguientes, descritas en un artículo desarrollado por Benedict M. et al., y un proceso iterativo para una tolerancia ≤ 0.0001 se determina el factor de compresibilidad

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \dots\dots\dots (52)$$

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \dots\dots\dots (53)$$

$$\rho_r = \frac{0.27 p_{pr}}{Z T_{pr}} \dots\dots\dots (58)$$

$$Z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) * \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) * \rho_r^2 + \left(\frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} \right) + \left(\frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} \right) * (1 + A_8 \rho_r^2) * \exp(-A_8 \rho_r^2) \dots\dots\dots(59)$$

Donde:

$$A_1 = 0.31506$$

$$A_5 = -0.6123$$

$$A_2 = -1.0467$$

$$A_6 = -0.10489$$

$$A_3 = -0.5783$$

$$A_7 = 0.68157$$

$$A_4 = 0.5353$$

$$A_8 = 0.68446$$

Suttonh presenta en 1985 un artículo de el factor de compresibilidad del gas con componentes pesados, en el describe que desafortunadamente la aproximación del factor de compresibilidad para gases con alto contenido de componentes pesados no es buena por Standing y Katz. Es común que en yacimientos de gas y condensado se encuentren grandes cantidades de etanos y componentes más pesados en la mezcla, el factor de

compresibilidad es necesario cuando se requiere saber el valor de la densidad, viscosidad, factor de volumen a altas presiones y temperaturas⁵⁹

Cada ecuación de estado fue comparada para comparar la exactitud de esta ecuación. Basados en resultados presentados por Takacs, Dranchuk y Abou-Kasem fue seleccionada una correlación donde las constantes fueron determinadas usando métodos de regresión no lineal para 1500 puntos de datos. Bajo las siguientes consideraciones son aplicables las constantes:

$$0.2 \leq p_{pr} < 30$$

$$1.0 < T_{pr} \leq 3.0$$

$$p_{pr} < 1.0 ; 0.7 < T_{pr} \leq 1.0$$

- Dranchuk-Abou-Kassem⁶⁰

Esta correlación se presento en 1975, fue desarrollada encontrando una buena aproximación de datos encontrando un promedio de error absoluto de 0.3%

$$Z = 1 + \left[A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \right] \rho_r + \left[A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right] \rho_r^2 - \dots \dots \dots (60)$$

$$A_9 \left[\frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right] \rho_r^5 + A_{10} \left(1 + A_{11} \rho_r^2 \right) \left(\frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \right) \exp(-A_{11} \rho_r^2)$$

$$\rho_r = Z_c \left(\frac{p_{pr}}{Z T_{pr}} \right)$$

Donde:

Z [adimensional] es el factor de compresibilidad.

T_{pr} [°R] es la temperatura pseudo-reducida.

p_{pr} [psia] es la presión pseudo-reducida.

⁵⁹ SUTTON, R.P. *Compressibility factors for high-molecular-weight reservoir gases*. p(1-16)

⁶⁰ LONDONO, F. E. et al. *Simplified correlations for hydrocarbon gas viscosity and gas density-validation and correlation of behavior using a large-scale database*. p(3)

ρ_r [adimensional] es la densidad reducida (para $Z_c=0.27$).

$$\begin{array}{llll} A_1=0.3265 & A_2=-1.0700 & A_3=-0.5339 & A_4=0.01569 \\ A_5=-0.05165 & A_6=0.5475 & A_7=-0.7361 & A_8=0.1844 \\ A_9=0.1056 & A_{10}=0.6134 & A_{11}=0.7210 & \end{array}$$

VISCOSIDAD DEL GAS

Es difícil medir la viscosidad el gas correctamente, particularmente a altas presiones y temperaturas. Por tanto, la ingeniería debe de confiar de las correlaciones desarrolladas en cuidadosos experimentos para obtener los valores.

Bicher y Katz presentan la primera correlación para hidrocarburos gaseosos a altas presiones y temperaturas. Ellos encontraron que la viscosidad es función de la temperatura, presión y peso molecular del gas (densidad relativa del gas).⁶¹

Las gráficas muestran correlaciones para cuatro temperaturas (60,100,200 y 300 °F) se basaron en datos de mezclas de metano-propano. Katz afirmó que las correlaciones deberían ser usadas para gases que contienen menos de 5% de nitrógeno, si la temperatura aumenta en una mezcla gaseosa la energía cinética de las moléculas aumenta ocurriendo una mayor colisión entre las moléculas de la mezcla, por tanto la viscosidad incrementa al incrementar la temperatura. De otra manera si se mantiene la temperatura constante y se aumenta la presión también se incrementa la viscosidad debido a que la distancia entre las moléculas se acorta y por tanto ocurren más colisiones entre las moléculas.

La viscosidad del gas generalmente aumenta con la temperatura. Lee y otros midieron la viscosidad de cuatro gases naturales sobre un rango de

⁶¹ AMYX, James W. et al. *Petroleum reservoir engineering* p(279)

temperatura de 560 °R a 800 °R, hasta 8000 psia proponiendo la siguiente correlación.

$$\mu_g = 10^{-4} a \exp \left[b \left(\frac{\rho_g}{62.43} \right)^c \right] \dots\dots\dots(61)$$

$$a = \frac{(9.379 + 0.0160M) T^{1.5}}{209.2 + 19.26M + T}$$

$$b = 3.448 + 0.01009M + \left(\frac{986.4}{T} \right)$$

$$c = 2.4 - 0.2b$$

Donde:

μ_g [cp] es la viscosidad del gas.

T [°R] es la temperatura absoluta.

M [lb/lb-mol] es el peso molecular del gas.

ρ_g [lb/ft³] es la densidad a una presión y temperatura.

- Optimización Lee⁶²

Los coeficientes de Lee et al. Fueron optimizados usando una base de datos de la viscosidad del gas para mejorar el funcionamiento del modelo. La optimización quedó de la siguiente forma:

$$\mu_g = 10^{-4} K \exp(X\rho^Y) \dots\dots\dots(62)$$

$$K = \frac{(K_1 + K_2 M_w) T^{K_3}}{K_4 + K_5 M_w + T}$$

$$X = X_1 + \left(\frac{X_2}{T} \right) + X_3 M_w$$

$$Y = Y_1 - Y_2 X$$

$K_1=16.717$	$K_2=419.188$	$K_3=1.40256$	$K_4=212.209$	$K_5=18.1349$
$X_1=2.12574$	$X_2=2063.71$	$X_3=0.011926$	$Y_1=1.09809$	$Y_2=-0.0392851$

⁶² LONDONO, F. E. et al. *Simplified correlations for hydrocarbon gas viscosity and gas density-validation and correlation of behavior using a large-scale database.* P(4)

Donde:

μ_g [cp] es la viscosidad del gas.

M_w [lb/lb-mol] es el peso molecular del gas.

T [°F] es la temperatura.

ρ [pr/cm³] es la densidad.

El promedio de error absoluto en esta optimización es de 2.29%. Lee et al. Reportaron un error absoluto promedio de 2 a 4% en el modelo original.

- Carr et al.

Esta correlación es usada para estimar la viscosidad del gas natural, particularmente para gases que contienen cantidades significantes de componentes no hidrocarburos. Inicialmente se estima la viscosidad del gas a presión atmosférica y a temperatura predominante.⁶³

$$\mu_h = [1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} S_g] (T - 460) + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log S_g \dots \dots \dots (63)$$

Donde:

μ_h [cp] es la viscosidad del gas a presión atmosférica y una temperatura.

T [°F] es la temperatura a la cual se desea calcular la viscosidad.

S_g [adimensional] es la densidad relativa del gas (aire=1)

Para gases con contenidos de no hidrocarburos, la siguiente corrección al calcular la viscosidad a presión atmosférica debe ser incluida:

$$\mu_1 = \mu_h + \lambda_{N_2} + \lambda_{CO_2} + \lambda_{H_2S} \dots \dots \dots (64)$$

Donde:

μ_1 [cp] es la viscosidad corregida del gas a presión atmosférica y una T.

$$\lambda_{N_2} = y_{N_2} \times 10^{-3} [9.59 + 8.48 \log S_g]$$

⁶³ ALI DANESH, *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*, p.(84).

$$\lambda_{CO_2} = y_{CO_2} \times 10^{-3} [6.24 + 9.08 \log S_g]$$

$$\lambda_{H_2S} = y_{H_2S} \times 10^{-3} [3.73 + 8.49 \log S_g]$$

y_{N_2} , y_{CO_2} , y_{H_2S} , son las fracciones mol de los componentes no hidrocarburos.

El cálculo de la viscosidad a presión atmosférica, μ_1 , es entonces ajustado a la presión requerida, usando la temperatura y presión pseudo-reducida del gas, bajo los rangos de 1 a 3 y 1 a 20 respectivamente.

$$\ln \left(T_{pr} \frac{\mu_g}{\mu_1} \right) = (a_0 + a_1 p_{pr} + a_2 p_{pr}^2 + a_3 p_{pr}^3) + T_{pr} (a_4 + a_5 p_{pr} + a_6 p_{pr}^2 + a_7 p_{pr}^3) \\ + T_{pr}^2 (a_8 + a_9 p_{pr} + a_{10} p_{pr}^2 + a_{11} p_{pr}^3) + T_{pr}^3 (a_{12} + a_{13} p_{pr} + a_{14} p_{pr}^2 + a_{15} p_{pr}^3)$$

Donde los valores de T_{pr} y p_{pr} son los valores de la temperatura y presión pseudo-reducidas respectivamente y S_g es la densidad relativa del gas, los coeficientes son los siguientes:

$a_0 = -2.46211820E-00$	$a_1 = 2.97054714E-00$	$a_2 = -2.86264054E-01$	$a_3 = 8.05420522E-03$
$a_4 = 2.80860949E-00$	$a_5 = -3.49803305E-00$	$a_6 = 3.60373020E-01$	$a_7 = -1.04432413E-02$
$a_8 = -7.93385684E-01$	$a_9 = 1.39643306E-00$	$a_{10} = -1.49144925E-01$	$a_{11} = 4.41015512E-03$
$a_{12} = 8.39387178E-02$	$a_{13} = -1.86408848E-01$	$a_{14} = 2.03367881E-02$	$a_{15} = -6.09579263E-04$

DENSIDAD RELATIVA DEL GAS

Para establecer esta y otra correlación se usaron mas de 6000 datos de R_s , B_o , μ_o , a varias presiones y temperaturas.

La densidad relativa del gas es un parámetro de correlación sólida y desafortunadamente usarla es una de las variables es mas cuestionada su exactitud ya que depende de las condiciones a la que el gas y el aceite fueron separados. Por esta razón fue decidido usarse un valor de densidad relativa de gas obtenido de condiciones particulares de presión de separación en todas las correlaciones que requieren la densidad relativa del gas.

El valor de 100 psi manométrica fue escogido como referencia de presión porque fue encontrado que el usar esta presión resulta en el mínimo encogimiento del aceite en las pruebas de separación disponibles. Usar una presión de 0 psi manométrica fue considerado pero se pensó que un valor de 100 psi manométrica representa mejor las condiciones del yacimiento y resultaría en un menor error si la presión actual de separación de la cual la muestra de gas es obtenida es desconocida.⁶⁴

El desarrollo de las correlaciones puede estar en función de la presión, temperatura, densidad específica del aceite y densidad específica del agua. La densidad específica del gas se obtiene por medio de una correlación sólida, esta se obtiene para condiciones de separador y por tanto se obtuvo para un presión de 100 psi manométrica.

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} (\gamma_o)(T) \log \left(\frac{p}{114.7} \right) \right] \dots \dots \dots (65)$$

Donde:

γ_{gs} [adimensional] densidad relativa del gas (aire=1) a condiciones de separador 100 psi.

γ_{gp} [adimensional] densidad relativa del gas a p y t de la primera etapa de separación.

p [psia] es la presión actual en el separador.

T [°F] es la temperatura actual del separador.

γ_o [°API] densidad del aceite.

⁶⁴VASQUEZ Milton y BEGGS H. Dale. Correlation for fluid physical property predictions. P.969.

3) REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

En el análisis de una formación es importante que se realicen los estudios necesarios para que se pueda determinar si una formación es porosa, permeable, la capacidad de almacenamiento, el tipo de fluido que la pueda saturar, entre otros aspectos y parámetros petrofísicos necesarios para una buena caracterización del yacimiento en estudio, pudiendo responder preguntas como, si la zona de interés contiene hidrocarburos y de que tipo (gas o aceite), en que cantidad (saturación) se presenta cada uno que determinará si es rentable o no el desarrollo del campo.

En la interpretación de registros se deben de considerar tres zonas: la primera es el radio de invasión donde se tiene una distribución del lodo de perforación y la saturación de fluidos irreductibles que había en esa zona, la zona de transición es el espacio físico donde se presenta el cambio de saturaciones de fluidos entre la zona invadida y la no invadida y la zona no invadida que representa el lugar donde no se modificaron las saturaciones originales. **Fig. (25).**

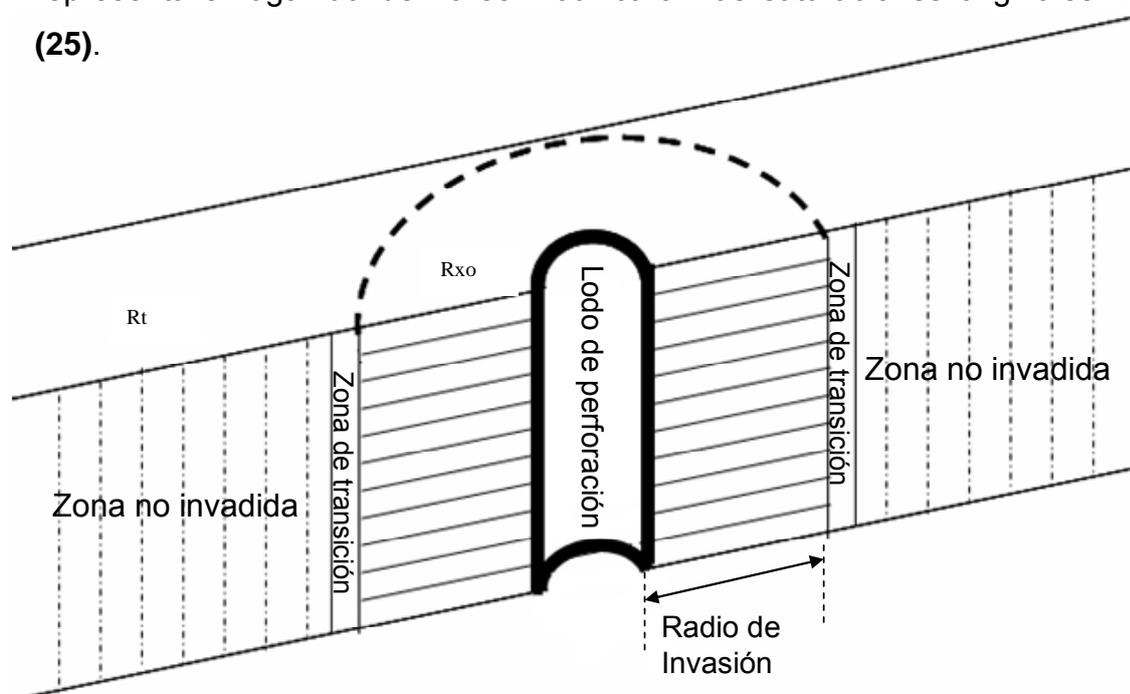


Fig. (25). Imagen que muestra la distribución de fluidos originada durante la perforación.

Es importante conocer los tipos de registros que nos ayudan a determinar el tipo de litología, la permeabilidad y la conductividad eléctrica, ya que por medio de la combinación de éstos se pueden determinar, zonas de gas, zonas donde hay líquidos (aceite o agua), siempre teniendo en cuenta parámetros que modificarán los datos de los registros como: salinidad de lodo de perforación, zonas arcillosas, invasión del filtrado del lodo de perforación, etc.

Como el filtrado invade la formación, eso será una zona de resistividad variable, como es mostrado en la **Fig. (26)**, estas son cuatro zonas distintas de resistividad. La primer zona es cercana al agujero que es la del enjarre de lodo, una zona de resistividad moderada, el enjarre consiste de un alto compactado de sólidos generalmente pesados de muy baja permeabilidad (10^{-5} milidarcis) y espesores generalmente entre $\frac{1}{8}$ a $\frac{3}{4}$ de pulgada. La segunda zona, la zona lavada (o zona invadida), contiene filtrado de lodo y, si había aceite, además contiene el aceite residual. La saturación de filtrado en esta zona es referida como S_{xo} , donde $S_{xo}=1- S_{or}$ si hay aceite o $S_{xo}=1- S_{gr}$ si hay gas. La tercera zona es la zona de transición saturada con una mezcla de filtrado de lodo y fluidos de la formación. La zona final es la zona no invadida, que tiene una resistividad verdadera de la formación, R_t .⁶⁵

La profundidad de invasión del filtrado puede ir desde menos de 1 pie en formaciones de alta porosidad hasta de 10 a 15 pies en formaciones de baja porosidad. Dado que la profundidad de invasión varía tanto, es difícil asignar valores específicos de la extensión de la zona lavada y las zonas invadidas, pero generalmente se puede decir que la zona lavada, aún en formaciones muy porosas, tendrá una extensión de 3 a 4 pulgadas.

Los factores que afectan el diámetro de la zona invadida incluyen: el tipo de lodo, la diferencia de la presión entre del lodo de perforación y la formación, la permeabilidad de la formación, la porosidad de la formación, procesos de perforación y tiempo de exposición así como segregación gravitacional.

⁶⁵ HELANDER, Donald P. *Fundamentals of formation evaluation*, p(7)

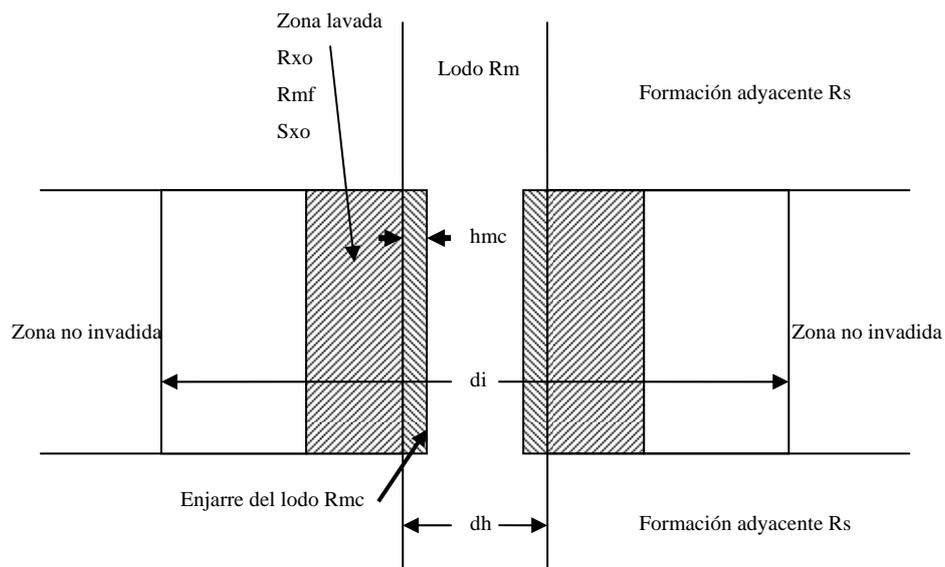


Fig. (26) Imagen de las zonas invadidas

De varios tipos de registros geofísicos existentes, solo mencionaré los necesarios para identificar intervalos de interés en cuanto a tipo de fluido saturante en zonas permeables en el yacimiento.

Para determinar el tipo de formación (identificar zonas permeables) describiré los registros litológicos de potencial espontáneo (S.P.) y rayos gamma (GR), los de porosidad como densidad y neutrón, con éstos dos determinaré si existen zonas de gas y zonas de líquidos (pudiendo determinar el contacto gas líquido) y por último los registros de resistividad o conductividad eléctrica como el Doble Laterolog- R_{xo} (DLL- R_{xo}) y Doble Inducción-Laterolog-8 (DIL LL8), con estos últimos se puede decidir si el líquido determinado con los registros de porosidad es aceite o agua.

3.1) REGISTROS DE LITOLOGÍA

Para identificar zonas permeables utilizaré dos registros uno eléctrico (S.P.), que posibilitará encontrar zonas de lutitas impermeables y zonas de arenas permeables, el otro es un registro de radioactividad y por medio de estos determinar zonas de un alto contenido radioactivo (zonas de lutita) y zonas de bajo contenido radioactivo (zonas de arena). Describo estos dos registros, ya

que el registro S.P. es el registro que se tiene en la mayoría de pozos petroleros de México y es necesario su conocimiento para una re-caracterización del yacimiento y el registro de rayos gamma mide radioactividad natural de la roca siendo más preciso que el primero además de que puede ser tomado con menos requerimientos del medio circundante del agujero.

POTENCIAL ESPONTÁNEO (S.P.)

El registro de potencial espontáneo, es el más antiguo de los registros geofísicos en uso. Uno de los primeros fue corrido en 1927. El registro espontáneo graba el potencial eléctrico establecido entre un electrodo en la sonda con un electrodo fijado en la superficie de la tierra cerca del agujero **Fig. (27)** este registro puede ser únicamente usado en agujeros abiertos (que no estén entubados) llenados con lodo conductivo. Dado que exista una pequeña cantidad de permeabilidad, la respuesta del S.P. depende fundamentalmente de la diferencia de salinidad entre el lodo de perforación y el agua de formación.⁶⁶

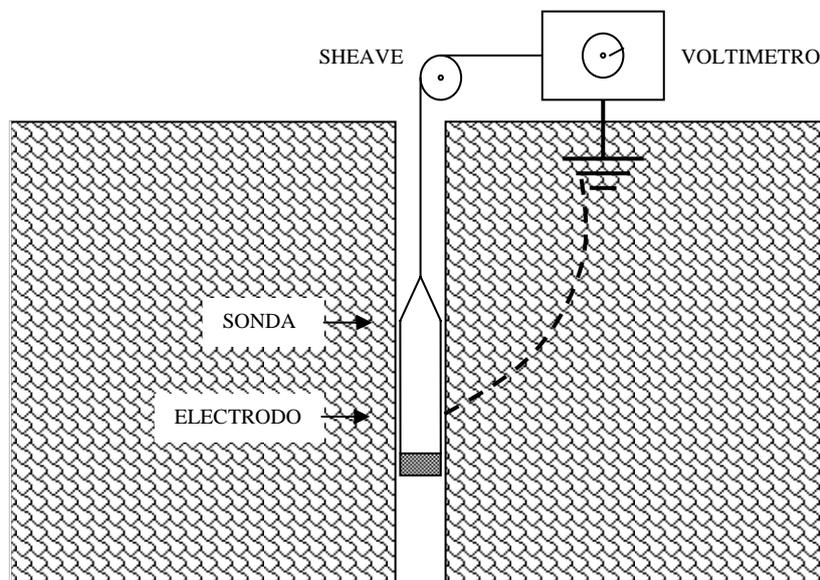


Fig. (27) Arreglo básico para un registro S.P.

⁶⁶ SELLEY C. Richard. *Elements of petroleum Geology*. p.(55)

El cambio en el S.P. es causado por el flujo de iones (Na^+ y Cl^-) desde las soluciones más concentradas a las más diluidas. Generalmente este flujo es del agua salada de la formación al lodo dulce de perforación. Como se muestra en la **Fig. (27)**. Este potencial eléctrico (medido en milivolts) es básicamente relacionado con la permeabilidad de la formación. La desviación del registro de la línea base de lutita indica permeabilidad y por tanto arenas porosas o carbonatos. En este tipo de registro el principal problema surge si la salinidad del lodo es mayor que la salinidad del agua, esto puede darse en partes someras (ya que el agua es más salada a mayor profundidad) o por una inadecuada preparación del lodo de perforación.

Es conveniente aclarar que la **Fig. (28)** es sólo una forma de representación del comportamiento del registro, ya que en la realidad el registro no se muestra con líneas tan marcadas de zonas permeables y zonas impermeables. Este registro se utiliza para identificar zonas permeables, su espesor y sus límites. Además puede ser usado para determinar la resistividad del agua R_w y dar indicadores cuantitativos de cuerpos salinos.

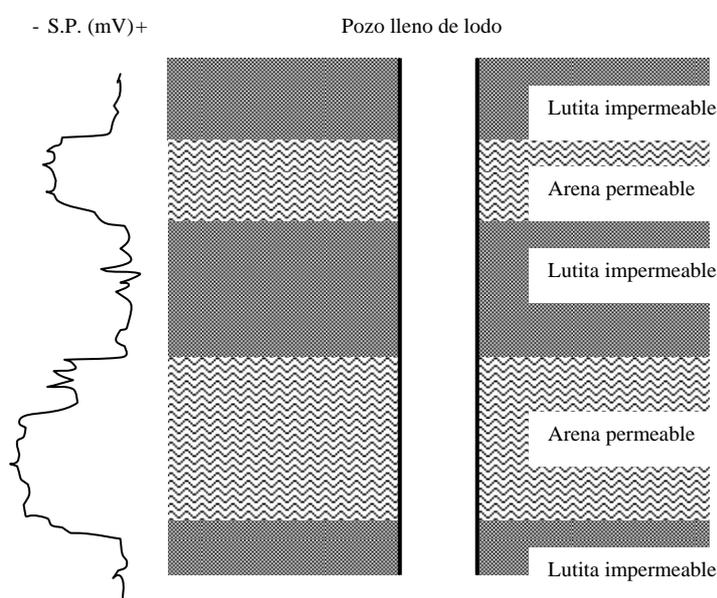


Fig. (28) Diagrama de un registro S.P.

Este registro determina la ocurrencia natural de los potenciales de la tierra entre un electrodo movable por el agujero y un electrodo fijo en la superficie, por

tanto recibe el nombre de potencial espontáneo, este registro es usado para detectar cuerpos permeables, localizar sus límites y permitir la correlación de los cuerpos, determinar valores de la resistividad del agua de formación y dar indicadores cualitativos de la línea base de lutitas. La lectura del S.P. en lutitas es moderadamente constante, tendiendo a seguir una línea recta en el registro, llamada línea base de lutitas. Por tanto, sólo en las formaciones permeables la curva S.P. muestra desviaciones de esta línea.

Entre los factores que afectan el S.P. se encuentran la resistividad del lodo de perforación con respecto a la resistividad del agua del yacimiento (la curva S.P. puede desviarse de la línea base de las lutitas hacia el lado izquierdo o derecho dependiendo de la diferencia de salinidades), el espesor de los cuerpos (si los estratos de lutita llegan a ser delgados con espesores de arena el S.P. no reduciría a la línea base de las lutitas), la resistividad de los cuerpos (se generará un problema al identificar las zonas permeables en el registro, ya que las zonas donde la resistividad de la zona no invadida sea mayor a la del lodo de perforación, muestra una disminución en la curva al alejarse de la línea base de las lutitas), el diámetro del agujero (el incrementar el diámetro del agujero disminuye la amplitud del S.P.), el filtrado (incrementa la resistividad de los poros y del cuerpo permeable, afectando la amplitud del registro), por último, la influencia de presencias de arcillas en cuerpos porosos y permeables (la presencia de arcillas disminuirá la amplitud de la curva en el registro, además de que se presentará con más variaciones en la tendencia de la recta).

RAYOS GAMMA (GR)

Los registros de radioactividad han jugado un papel importante en la evaluación de formaciones desde el primer registro comercial de rayos gama corrido en 1940. Son tres los tipos de registros usados para medir la radioactividad: rayo-gamma, neutrón y densidad. El registro de rayo gamma utiliza un contador de centelleos para medir la radioactividad natural de la formación conforme la sonda es subida por el agujero.

Los principales elementos radioactivos en las rocas son el potasio, que es comúnmente encontrado en arcillas y un menor grado en feldespatos, mica y glauconite. El circonio (en circonio detritico), el monzanite, y los varios minerales del fosfato son también radioactivos. La materia orgánica que contiene comúnmente el uranio y el torio, y así las rocas fuente de petróleo, (oil shales) arcillas con petróleo, sapropelites y los carbones algal son radioactivas. Los carbones humic, por otro lado, no son radioactivas. Los registros de rayos gamma son de esta manera una importante ayuda en la identificación litológica.⁶⁷

La radioactividad se podría explicar como un fenómeno de desintegración espontánea de átomos acompañado por la emisión de radiación, no obstante algunos átomos han emitido radiación pero no se han desintegrado, para propósitos prácticos, si una sustancia emite partículas alfa, partículas beta o rayos gamma, entonces la sustancia es radioactiva.

Los tres tipos de radiación emitida en una desintegración espontánea de átomos para registros de radioactividad, son las partículas alfa, partículas beta, y rayos gamma.

Las partículas alfa son realmente núcleos de helio pesado con número atómico 2 y una masa de 4. Estas partículas son expulsadas a gran velocidad, pero como están cargadas con una gran masa de partículas pesadas, tienen una pequeña penetración en la materia.

La emisión de partículas beta es la expulsión de un electrón del núcleo, teniendo una masa y carga equivalente al electrón, y cuando son expulsadas del núcleo decrece la carga negativa.

Los rayos gamma son radiaciones electromagnéticas o fotones que son emitidos por los núcleos en un estado excitado. Los rayos gamma no tienen carga o masa, pero poseen energía, y cuando la emiten, ni el peso atómico, ni

⁶⁷ SELLY C. Richard. *Elements of petroleum Geology*. p.(63)

número atómico del isótopo es cambiado pero únicamente la energía a nivel de los núcleos. Algunos núcleos emiten varios rayos gama en varias etapas antes de que lleguen a ser estables. La penetración del rayo gamma a través de la materia es considerablemente grande porque ellos no tienen masa o carga, la cantidad de penetración es aproximadamente inversamente proporcional al número atómico del material que pasan estos. Los materiales pesados tienen baja penetración. La alta energía de los rayos gamma es capaz de penetrar un ancho montón de libros, o tres pulgadas, o más.⁶⁸

La radioactividad natural es un fenómeno atómico que se presenta en sustancias naturales, debido a la desintegración de los elementos radioactivos que contengan, entre los elementos radioactivos se encuentran el uranio (U), potasio (K), Torio (Th), al desintegrarse los elementos radioactivos se generan radiaciones positivas (partículas alfa), radiaciones negativas (partículas beta) y radiaciones sin carga (rayos gamma). Los rayos alfa y beta tienen poca potencia de penetración, mientras que los rayos gamma tienen mayor penetración debido a que son neutros.⁶⁹

Los registros de rayos gamma miden la radioactividad natural de las rocas. Todas las rocas contienen algún material radioactivo, las arcillas y particularmente las arcillas marinas tienen una alta emisión de rayos gamma en comparación con la arenisca, los limos y la dolomía. Esta diferencia hace que el registro de rayos gamma sea especialmente usado para distinguir arcillas de no arcillas, de esta manera, el registro de rayos gamma es considerado principalmente como registro litológico.

Las herramientas para rayos gamma son relativamente compactas y constan de un detector que mide la radiación de la formación cerca de la herramienta. Este registro es en la actualidad medido en unidades API, para estandarizar las unidades de medida, el API estableció una calibración estándar empírica en la

⁶⁸ HELANDER, *Fundamentals of formation evaluation*. p.(169)

⁶⁹ Ing. Manuel Juan Villamar Viguera. *Apuntes de caracterización de formaciones*.

Universidad de Houston. La diferencia en la radioactividad en dos secciones es definida como 200 unidades API de rayos gamma.

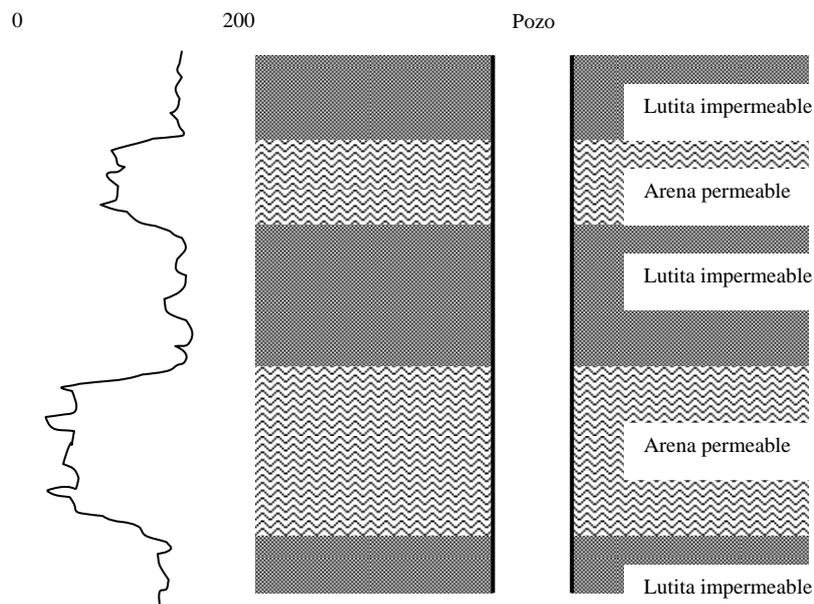


Fig. (29) Diagrama de un registro de rayos gamma.

Como se puede observar en la **Fig. (29)** el registro se comporta de manera similar al S.P., la diferencia es que un registro de rayos gamma mide la radioactividad de la roca y por tanto se puede medir sin importar: la salinidad del lodo, si esta lleno de lodo base aceite o gas, si el pozo esta entubado. Como se observa en la figura, las zonas de mayor radioactividad son zonas de lutitas, mientras que zonas de baja radioactividad son de arena.

Un número de factores influyen la respuesta del registro de rayos gamma. Una lista parcial de esos factores es descrita: (1) tipo de detector, (2) velocidad de registro y constante de tiempo, (3) tamaño del agujero, (4) fluido en el agujero, (5) tipo de tubería en el agujero, (6) cantidad y tipo de cemento, (7) espesor de la formación y radioactividad, (8) espesores de capas adyacentes y radioactividad, y (9) variaciones estáticas.⁷⁰

Además de determinar la litología con el registro de rayos gamma se pueden determinar límites de las capas, estimar el contenido de arcilla e investigar el movimiento de fluido.

⁷⁰ HELANDER, *Fundamentals of formation evaluation*. p.(179)

3.2) REGISTROS DE RESISTIVIDAD O CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA

Las tres principales formas de medir la resistividad eléctrica de la formación perforada son el registro normal, laterolog e inducción-laterolog. Con el normal, o resistividad convencional, se registra un potencial eléctrico y el flujo de corriente es levantado entre un electrodo en la sonda y un electrodo en la superficie. Un par de electrodos en la sonda son usados para medir la variación de la resistividad en la formación conforme la sonda es elevada a la superficie.⁷¹

El laterolog fue desarrollado porque el flujo de corriente en el agujero influenciaba el valor de resistividad por el efecto de conductividad de los lodos, el laterolog usa dos pares fijos de electrodos, este arreglo provee un enfoque para el flujo de corriente, así no puede variar el flujo de corriente en el agujero. Este registro también requiere de un lodo preferentemente muy conductivo.

Los registros de inducción, inducen una corriente dentro de la formación por radiación electromagnética de una o mas bobinas transmisoras. Los círculos de corriente, el agujero y sus creaciones poseen campos electromagnéticos. Estos campos inducen una corriente en una o mas bobinas receptoras; la magnitud de la corriente es proporcional a la conductividad de la formación. Afortunadamente, la señal recibida esta fuera de fase de la señal transmitida, así las dos señales, pueden ser separadas por los circuitos receptores. Este registro no requiere de lodo conductivo en el agujero y es frecuentemente usado con lodos dulces.⁷²

Dos tipos de dispositivos son generalmente usados para medir la resistividad, las herramientas para correr registros de inducción (miden la conductividad), que son usadas para sistemas con lodos dulces (no necesitan fluidos conductivos), midiendo los efectos de un campo electromagnético en la

⁷¹ SELLY C. Richard. *Elements of petroleum Geology*. p.(57)

⁷² CRAIN, E.R. *The log analysis handbook volume 1*, p.(25-26)

formación, y las herramientas de electrodos (las de resistividad) son usadas para lodos salados, miden directamente el efecto de una corriente inducida a la formación. Estos dos registros proporcionarán un valor cercano al real de la resistividad en la zona no invadida. La conductividad es inversamente proporcional a la resistividad y viceversa.

La resistividad puede ser definida como la resistencia que opone un volumen en el medio poroso al flujo de corriente eléctrica. La resistividad es una de las medidas más importantes para la evaluación de reservas, los diferentes registros de resistividad difieren en la profundidad de investigación, como explique al inicio de este capítulo, existen tres zonas en la vecindad del pozo, estas zonas son identificadas por el tipo de fluido saturante, **Fig. (25)**, produciéndose una zona de invasión, una zona de transición y una zona no invadida, de aquí que surge la importancia de la profundidad de investigación de los registros eléctricos.

La variación de la resistividad en una zona invadida con agua ($S_w = 100\%$) es menor que la zona invadida con lodo de perforación con respecto a la profundidad de investigación, si existe presencia de hidrocarburos la resistividad aumenta.

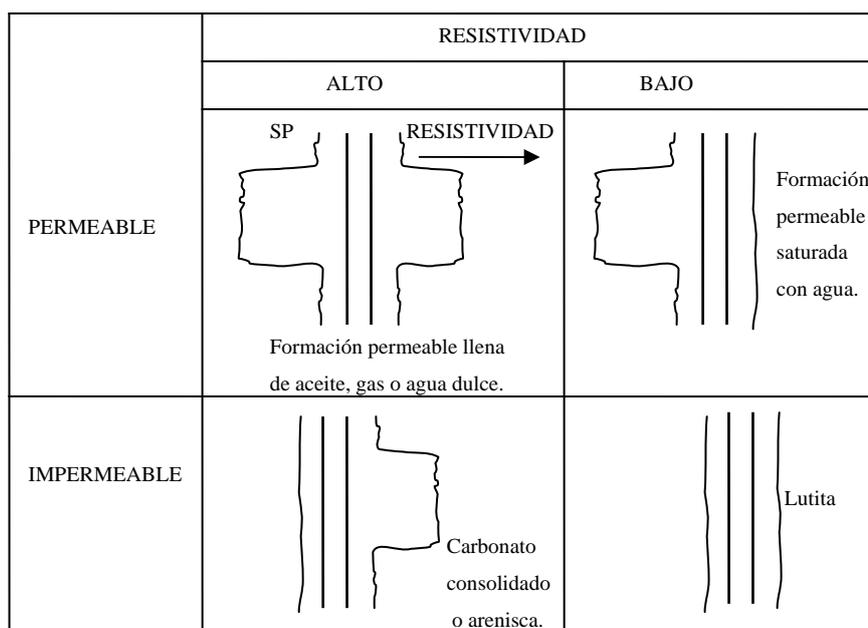


Fig. (30) Las cuatro respuestas básicas para los registros S.P. y resistividad.

La resistividad eléctrica de las formaciones varía grandemente. La roca sólida es altamente resistiva, como una roca porosa saturada de agua dulce, aceite o gas. Las lutitas, por otro lado, y formaciones porosas saturadas con agua salada o salmuera tiene muy poca resistividad. Cuando se corren simultáneamente los registros S.P. y resistividad dan la habilidad para interpretar la litología y fluidos en los poros. **Fig. (30).**⁷³

El lodo de perforación tiene como una de sus funciones restringir el flujo de fluido del yacimiento al pozo, de esta manera el lodo forma un filtrado en la vecindad del pozo desplazando los fluidos que se encuentren en esta zona (ya sea agua, aceite o gas), de esta manera una zona invadida o también conocida como zona lavada es generada alrededor del pozo con una resistividad (llamada R_{xo}), esta puede ser muy diferente a la resistividad de la zona no invadida (llamada R_t) y una zona de transición separa estas dos zonas (llamada R_i), como se observa en la **Fig. (25)**. Existen varios tipos de registros de resistividad, éstos no únicamente han sido adaptados para diferentes tipos de lodo, sino también, para medir la resistividad de la zona invadida (R_{xo}) y la zona no invadida (R_t), ver **Fig. (30)**.

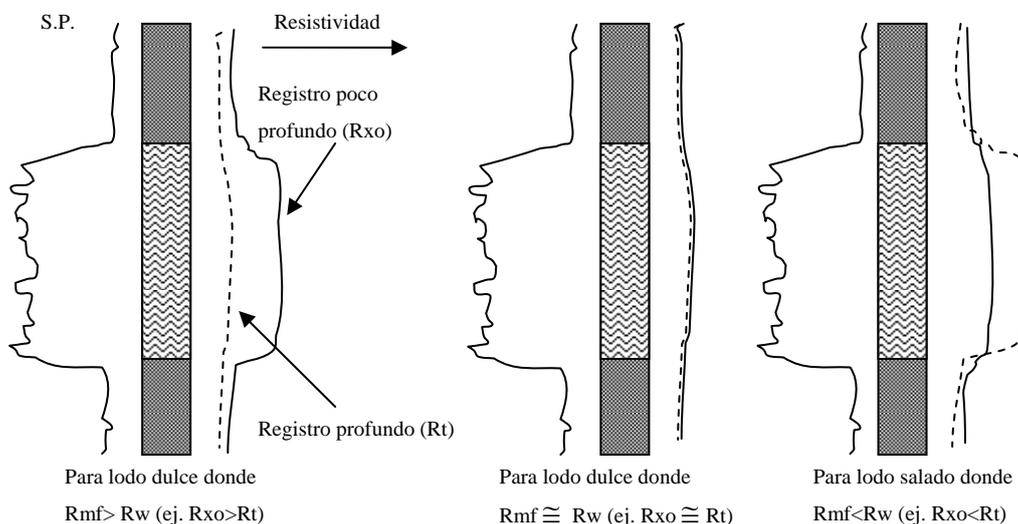


Fig. (31) Diagrama de registros S.P. y resistividad mostrando las respuestas para una relación de agua de yacimiento para diferentes casos entre la resistividad del lodo de perforación (R_m) y el agua de formación (R_w)

⁷³ SELLY C. Richard. *Elements of Petroleum Geology*. p.(59)

La resistividad de la zona invadida es generalmente referida a los registros de microresistividad, en la **Fig. (31)** se muestra la respuesta de los registros de resistividad de R_t y R_{xo} (profundo y somero) para diferentes relaciones con el agua del yacimiento, la resistividad del lodo filtrado (R_{mf}), la resistividad del agua de formación (R_w). La convención es que los registros de penetración profunda son mostrados con una línea segmentada y los registros de investigación somera con una línea continua. Cuando una formación es impermeable no existe separación entre ambas líneas, esto es debido a que no se filtro el lodo de perforación y por tanto no hay una zona invadida. Una sonda puede simultáneamente registrar el S.P. y más de una línea de resistividad.

La identificación de zonas de hidrocarburos se puede realizar por medio de los registros eléctricos, esto es posible si dos registros de resistividad son corridos al mismo tiempo, como se muestra en la **Fig. (32)**, aunque se debe de tener en cuenta que es una interpretación cualitativa de la presencia de hidrocarburos, ya que sólo se determina en esta figura la profundidad aproximada a la cual hay agua o hidrocarburos, para determinar si los hidrocarburos se encuentra en fase líquida o fases gaseosa es necesario combinarlos con los registros de porosidad (densidad y neutrón).

Como es mostrado en la **Fig. (32)** si es analizado el ejemplo de registro S.P. se observa que existen dos posibles zonas de interés, posteriormente al analizar el registro eléctrico específicamente en las dos áreas de interés, en la parte superior, dado que la resistividad de la zona virgen es mayor a la resistividad de la zona invadida indica que existe presencia de hidrocarburos (en este momento no se puede determinar si esta en fase líquida o gaseosa, para determinarlo es necesario contar con los registros de densidad y neutrón), en la parte baja de la figura se puede observar que también hay presencia de hidrocarburos, pero debido a que la resistividad de la zona invadida es mayor que la de la zona no invadida en la parte inferior se puede determinar la presencia de agua. En la **TABLA 12**, se clasifican los diferentes registros de resistividad.

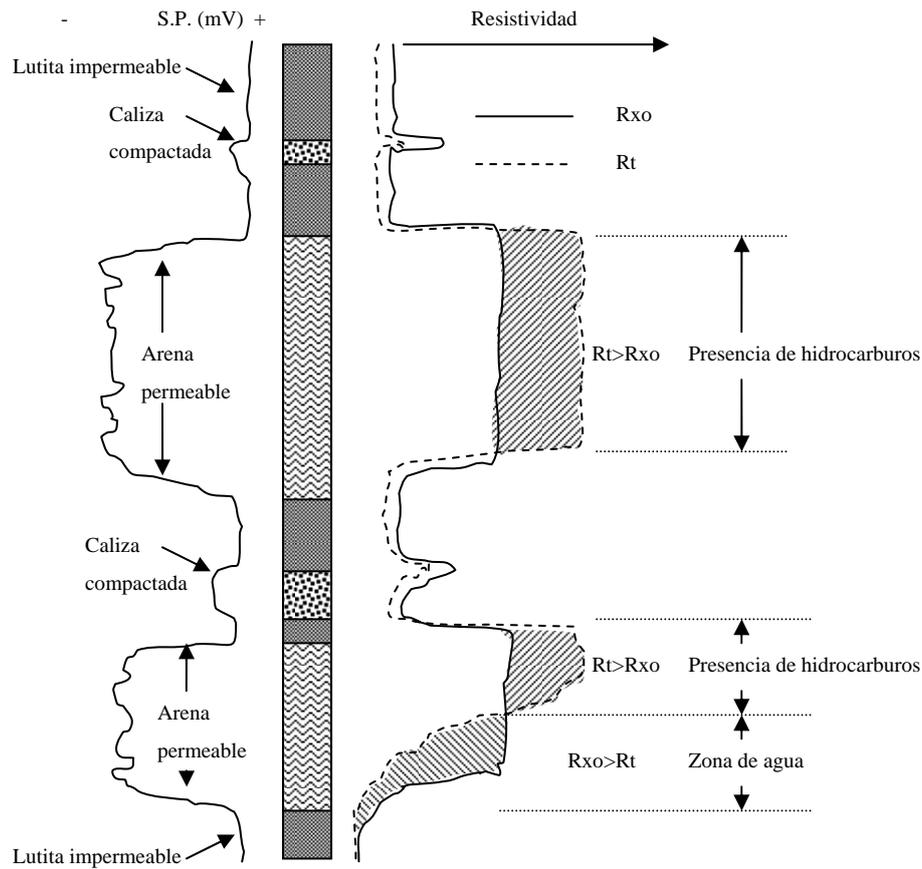


Fig. (32) Diagrama de registros S.P. y resistividad.

REGISTRO DE INDUCCIÓN (miden la conductividad).

REGISTROS DE ELECTRODO (miden la resistividad).

A. Normal logs	E. Microlaterolog (MLL)
B. Lateral Log	F. Microlog (ML)
C. Laterologs	G. Proximity Log (PL)
D. Spherically Focused Log (SFL)	H. Miro-spherically Focused Log (MSFL)

Profundidad de investigación de los registros de resistividad

<u>Zona lavada (Rxo)</u>	<u>Zona invadida (Ri)</u>	<u>Zona no invadida (Rt)</u>
Microlog	Short Normal	Long Normal
Microlaterolog	Laterolog -8	Lateral Log
Proximity Log	Spherically Focused Log	Deep Induction Log
Miro-spherically Focused Log	Medium Induction Log	Deep Laterolog
	Shallow Laterolog	Laterolog -3
		Laterolog -7
		Induction Log 6FF40

TABLA 12- Clasificación de registros de resistividad.⁷⁴

⁷⁴ ASQUITH, George. *Basic well log analysis for geologists*. p.(42)

DOBLE LATEROLOG- R_{xo} (DLL- R_{xo})

Este tipo de registro es llamado de esta forma ya que consta de dos laterologs con diferentes profundidades de investigación. El doble laterolog registra la resistividad de la zona no invadida y la zona de transición, pero para determinar la resistividad de la zona lavada es necesario un registro para esta zona, y es usado en este caso el MSFL (Microspherically focused log), ya que puede ser acompañado por otro registro que determine la resistividad de la zona lavada.

El desarrollo del doble Laterolog- R_{xo} (Dual Laterolog- R_{xo}) actualmente provee de una forma de medición de la resistividad en función de la profundidad en el sistema del agujero donde no son idóneos sistemas de inducción para realizar mediciones, sistemas de lodo donde la resistividad de la formación sea más alta. Esta herramienta mide un Laterolog profundo, LLD, y un Laterolog somero, LLS, con el mismo sistema de electrodos y R_{xo} , MICROSFL, con una almohadilla fijada en la parte baja de la herramienta, **Fig. (33)**. El flujo de corriente para el Laterolog profundo y somero emanan de la herramienta produciendo la misma resolución vertical para ambos Laterologs.⁷⁵

El Laterolog profundo es el Deep Laterolog (LLD) y para la investigación somera en la zona de transición es Shallow Laterolog (LLS). El Microspherically Focused Log (MSFL) es un electrodo de investigación muy somera, estas tres resistividades son usadas para corregir la resistividad por los efectos del filtrado.

La almohadilla para obtener los valores de R_{xo} está diseñada para un mínimo espesor del enjarre, aunque puede ser corregido por efectos del espesor del enjarre. Esta herramienta da tres medidas de resistividades, una respuesta R_t (R_{LLD}), una respuesta a R_i (R_{LLS}) y una respuesta para R_{xo} (R_{MSFL}). Estas tres respuestas de resistividades son medidas simultáneamente, además de poder ser registrado también un S.P. Una representación de la forma típica de presentación en el Doble Laterolog- R_{xo} . Es mostrado en la **Fig. (34)**.

⁷⁵ HELANDER, *Fundamentals of formation evaluation*. p.(135)

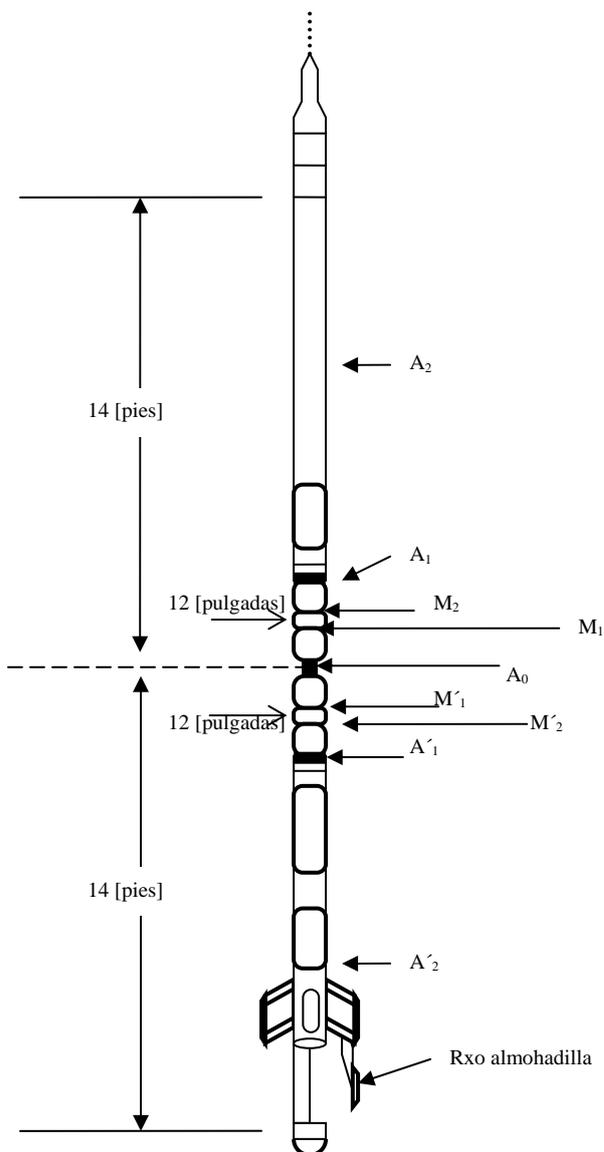


Fig. (33) Esquema de la herramienta Doble Laterolog-Rxo.

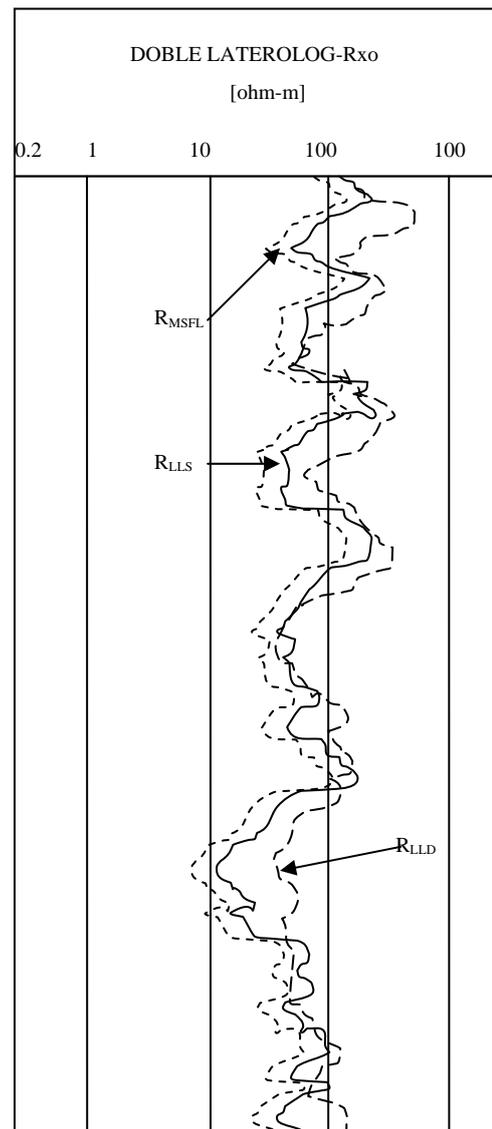


Fig. (34) Diagrama representativo del Doble Laterolog-Rxo.

Las restricciones de este registro es que necesita lodo conductivo, preferentemente muy conductivo, la resistividad del lodo debería ser menor que la resistividad de la formación y el registro es grabado en una sola vez. Pero la interpretación de la zona invadida es mejor que con otros.

REGISTROS DE DOBLE INDUCCIÓN-LATEROLOG 8 (DIL-LL8)

Los dispositivos de inducción miden la conductividad eléctrica usando la corriente generada por bobinas, las bobinas transmisoras producen una señal electromagnética, señal que induce corrientes en la formación.

Los modernos registros de inducción son los llamados Dual Induction Focused Log (Registros de doble inducción enfocada). Este registro está compuesto por un dispositivo de inducción de lectura profunda (R_{ILD} que mide R_t), y es similar a un registro de inducción eléctrica. El registro de doble inducción enfocada además tiene un dispositivo de lectura media (R_{ILm} que mide R_i) y una lectura poco profunda (R_{xo}) laterolog enfocado que es similar al short normal (corto normal). La lectura somera del laterolog puede ser cualquiera de los dos: Laterolog-8 (LL-8) o un Spherically Focused Log (registro enfocado esféricamente (SFL)).⁷⁶

Los registros de doble inducción enfocada son usados en formaciones que son profundamente invadidas por el filtrado de lodo. A causa de la profundidad de invasión, un registro de inducción de lectura profunda (R_{ILD}) no puede medir correctamente la resistividad verdadera de la formación (R_t). Los valores obtenidos de las tres curvas de este registro son usados para una correcta medición de la resistividad de la zona no invadida con la ayuda de una carta de tornado. Las tres resistividades de este registro son presentadas por cuatro ciclos logarítmicos de un rango de escala de 0.2 a 2000 ohm/m es acompañado normalmente por la curva S.P.

A principios de 1960, la primera herramienta comercial de resistividad múltiple, la doble inducción-laterolog -8 (DIL-LL8) fue desarrollada. Esta herramienta provee tres respuestas de resistividad y el S.P. como una función de la profundidad. Una típica presentación del DIL-LL8 es mostrada en la **Fig. (35)**.⁷⁷

⁷⁶ ASQUITH, George. *Basic well log analysis for geologists*. p.(42)

⁷⁷ HELANDER, *Fundamentals of formation evaluation*. p.(117-118)

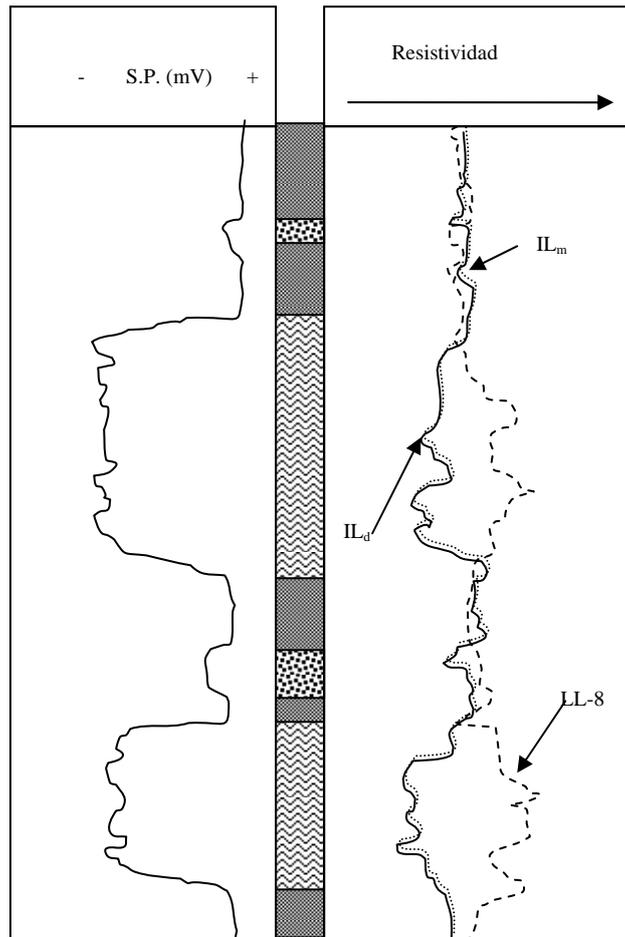


Fig. (35) Diagramas del registro Doble Inducción Laterlog-8 (DIL-LL8) y S.P.

La separación entre las tres curvas de resistividad del registro depende del diámetro de invasión. Los registros de inducción deben de ser corregidos por, efectos del agujero, efectos de espesor de los cuerpos y efectos de filtrado.

Este registro intenta mejorar aspectos de toma de información con el uso de bobinas, ya que para producir la señal en el agujero, usa las bobinas localizadas en la sonda para enfocar el campo magnético generado, este propósito de las bobinas es muy similar a los electrodos, otro propósito de las bobinas es incrementar la efectividad de la profundidad de investigación y la resolución de la herramienta en estratos delgados, con respecto a los efectos de invasión el diámetro de investigación no debe ser mayor de 100 pulgadas para una óptima determinación de R_t , esto quiere decir que, a una mayor profundidad del filtrado se tendrá una menor confiabilidad en los valores de resistividad registrados por la sonda en la zona no invadida.

Unas restricciones que se presentan al tomar este registro es que, para tomar registros de inducción aunque no es necesario tener fluido conductivo en el pozo, este registro al ser tomado con los registros S.P. y LL8 que si necesitan lodo conductivo, restringen este registro, además se considera de resolución pobre, pero cuando la resistividad de la zona invadida es mayor a la resistividad de la formación, el doble inducción laterolog DIL es un excelente registro de resistividad.

3.3) REGISTROS DE POROSIDAD (Φ)

La porosidad es definida como la capacidad de una formación para contener fluidos y es denotada por el símbolo griego (Φ). Por definición, porosidad es el volumen desocupado de la roca dividido entre el volumen total de la roca. La porosidad de una roca puede ser primaria, tal como la porosidad intergranular de una arenisca, o secundaria. La porosidad secundaria puede ser por dolomitización, canales de solución o fracturamiento.⁷⁸

En esta parte sólo describiré dos registros con los cuales se puede calcular la porosidad, pero también, pueden ser combinados, para determinar zonas con gas y zonas con líquido. Los registros que describiré son el registro de densidad y el registro de neutrón.

La profundidad de investigación de estos registros es muy somera (unas pocas pulgadas) y por tanto los valores de porosidad obtenidos de estos registros representan la zona invadida (o zona lavada).

EL REGISTRO NEUTRÓN

Los registros neutrón son principalmente usados para describir formaciones porosas y dar una estimación de la porosidad. Este registro responde al

⁷⁸ BROCK, Jim. *Analyzing your logs*. p.(1-1)

hidrógeno contenido de la formación y, por tanto, en formaciones limpias el registro neutrón reflejara el líquido presente en el espacio poroso. Comparando el registro neutrón con otro registro de porosidad o datos de núcleos, zonas de gas pueden ser identificadas. Combinaciones del registro neutrón con uno u otros dos registros de porosidad produciría un valor de porosidad más correcto y permitiría la identificación de la litología.⁷⁹

Cuando la roca es bombardeada con neutrones, ésta emite rayos gamma en proporción a la cantidad de hidrógeno contenida en el espacio poroso de la formación. De esta manera, queda registrada por la sonda, la cantidad de rayos gamma emitidos. La presencia de el hidrógeno en la formación sólo se da en función de la presencia de agua, gas o aceite, ya que en los minerales no esta presente el hidrógeno.

En un principio, el registro neutrón era registrado en unidades API. Puesto que es correcto para yacimientos limpios, el registro neutrón es actualmente registrado en otras unidades de porosidad para piedra caliza o arenisca (LPU_s y SPU_s respectivamente). Con todos los registros de porosidad, la curva del registro es presentada a la correcta escala de profundidad, con la porosidad incrementando a la izquierda.⁸⁰

La unidad API es definida como 1/100 de la desviación de cero registrado cuando una herramienta es localizada opuesto a la piedra caliza de India (índice de porosidad 19%) de la sección de la calibración del neutrón localizado en la Universidad de Houston. En la **Fig. (36)** se puede observar un registro de rayo gamma con un registro neutrón estándar.

En este tipo de registros, son tres las herramientas que comúnmente son usadas para poder determinar la presencia de hidrógeno, aunque el principio básico para cada de estas herramientas, es el mismo, el retardamiento de los neutrones por colisiones con los núcleos presentes. Estas herramientas son: la

⁷⁹ HELANDER, *Fundamentals of formation evaluation*. p.(182)

⁸⁰ SELLEY, C. Richard. *Elements of petroleum Geology* p.(65)

herramienta neutrón-gamma, la herramienta neutrón-neutrón lento y la herramienta neutrón- neutrón rápido.

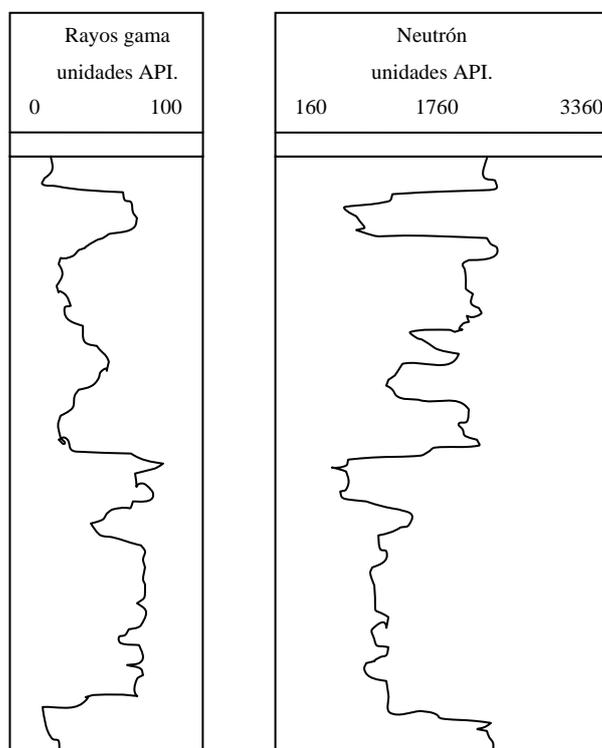


Fig. (36) Diagrama de los registros rayo-gamma con el neutrón estándar.

Los principios básicos envueltos en el registro neutrón-hidrógeno puede ser descrito como sigue. En esta herramienta, una fuente de neutrón bombardea la formación con neutrones. Estos neutrones son emitidos con una alta velocidad y energía, y en su viaje a través del agujero y formación experimentarán numerosas colisiones con los núcleos presentes. Si estos núcleos son de hidrógeno, los neutrones son detenidos rápidamente y pueden ser capturados (todos los elementos próximos en la naturaleza pueden capturar estos neutrones lentos o neutrones térmicos). Una vez capturados, un rayo gamma de captura es emitido del elemento capturante. Mientras el hidrogeno contenido en el material envolvente de la fuente incrementa, los neutrones serán capturados más pronto.⁸¹

⁸¹ HELANDER, *Fundamentals of formation evaluation*. p.(182-183)

En la herramienta de captura, se puede tener una variación en la eficiencia de esta, influenciado por la respuesta del detector. Ya que para la herramienta neutrón-gamma, cuando el hidrógeno contenido en el medio incrementa, disminuye la cantidad de rayos gamma capturados por la sonda receptora, para el neutrón-neutrón los tipos de herramienta responden de la misma manera, dado que el hidrógeno incrementa, menos neutrones lentos serán registrados en el detector, resultando en un menor conteo.

Dado que las lutitas siempre contienen alguna cantidad de agua, el registro neutrón siempre dará valores, de una aparente alta porosidad en yacimientos enlodados que existen actualmente. El contenido de hidrógeno del aceite y el agua es cercanamente igual, pero es menor que en el hidrocarburo gaseoso. Por tanto el registro neutrón puede dar además una baja lectura de porosidad en yacimientos de gas. El registro neutrón puede ser corrido en pozos entubados porque el bombardeo de neutrones penetra el acero.⁸²

Entre los factores que afectan la respuesta del registro neutrón se encuentran: el medio ambiente del agujero (el tamaño del agujero y fluido que contiene, el casing y cemento utilizado), separación de la fuente de detección (la respuesta del detector es menor a mayor distancia entre el detector y la fuente), velocidad de registro y constante de tiempo, variaciones estáticas (es debido a la naturaleza aleatoria de la reacción nuclear), factores de formación (como litología, porosidad y contenido de fluido en el espacio poroso).

La profundidad de investigación del registro neutrón depende de varios factores entre los cuales se encuentra: la potencia de la fuente, el espaciamiento de detectores de la fuente, así como, la concentración de hidrógeno en el medioambiente que envuelve la herramienta (agujero y formación). Un promedio de la profundidad de investigación para el registro neutrón estándar con el agujero lleno de líquido esta entre: 24 pulgadas para una porosidad de 0 a 5%, 12 pulgadas para una porosidad de 5 a 10%, de 6 pulgadas para una

⁸² SELLEY, C. Richard. *Elements of petroleum Geology* p.(65)

porosidad de 10 a 20%, siendo poco profunda la profundidad de investigación para porosidades mayores al 20%.

En este registro se desarrollo el llamado registro de dual-espaciamento, también llamado registro de neutrón compensado (CNL) como es mostrado en la **Fig. (37)** en esta herramienta se incorpora un sistema de dos detectores que minimizan los efectos de agujero.

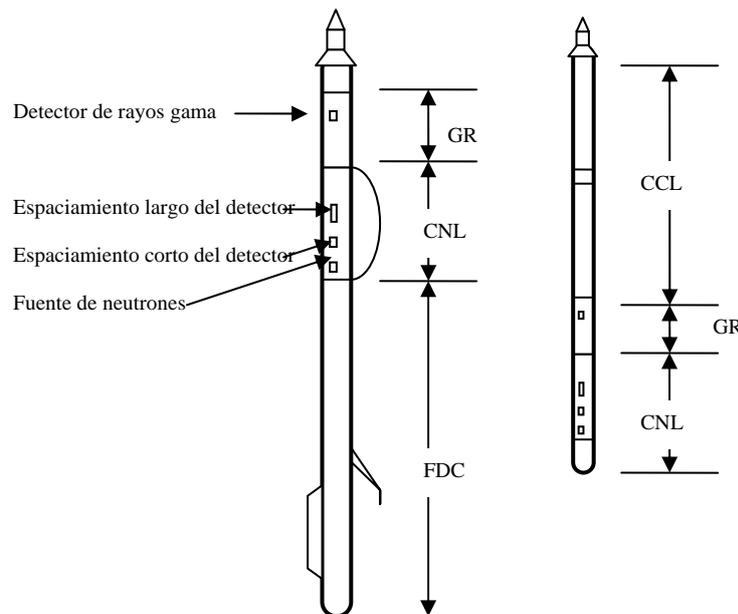


Fig. (37) Representación esquemática de un sistema de registro CNL.

El registro CNL puede ser corrido simultáneamente con otros registros tales como el de densidad compensado, tiempo de transito acústico, entre otros.

EL REGISTRO DENSIDAD

El registro densidad ocupa una herramienta radioactiva que emite rayos gamma y son usados principalmente como registros de porosidad, aunque también son usados para la detección de gas, determinar la densidad de los hidrocarburos, etc. Este registro mide directamente la densidad electrón de una formación por medio de un fenómeno llamado Compton scattering (la interacción de los rayos gamma y los electrones de la formación).

Los registros de densidad emiten rayos gamma de una fuente en el inferior de la herramienta. Estos rayos gamma son detectados por dos contadores de centelleos montados aproximadamente 18 a 24 pulgadas encima de la fuente. El número de rayos gamma que llegan al detector son inversamente proporcional a la densidad electrón de la roca que en adaptación es proporcional a la actual densidad de la roca.⁸³

Los rayos gamma generados por la herramienta del registro interactúan con los electrones en la materia, cuando cada rayo gamma golpea un electrón provoca un cambio de dirección y pérdida de energía, la intensidad de estos rayos gamma son medidas por detectores localizados sobre la fuente. Cuando la densidad electrón incrementa la probabilidad de más colisiones incrementa, aumentando la captura o absorción.

Con el registro de densidad, el gas o aceite ligero en la formación hace que el registro densidad muestre una alta porosidad aparente (o baja densidad volumen), mientras las lutitas hacen que la densidad aparente indicada en el registro sea baja.

Las herramientas de densidad son diseñadas de manera que la fuente y los detectores son montados en un riel forzado contra la cara de la formación por un brazo excéntrico. El riel es diseñado de manera que pase a través del enjarre suave, sin embargo, cuando el enjarre es duro (a grandes profundidades) algo de enjarre puede estar presente entre el patín y la formación.⁸⁴

Originalmente, la herramienta de densidad constaba de solo un detector, pero la corrección por efectos del enjarre es difícil de lograr. Por tanto fue desarrollado un tipo de herramienta de dos detectores como se muestra en la **Fig. (38)**, de tal manera que la respuesta de los dos detectores podría ser usada para determinar la influencia de el enjarre en las medidas del (bulk

⁸³ CRAIN, E.R. *The log analysis Handbook Volume 1*. p.(31)

⁸⁴ HELANDER, Donald P. *Fundamentals of formation evaluation* p.(193)

density) densidad volumen. La herramienta de densidad puede ser corrida en agujeros vacíos o llenos de fluido.

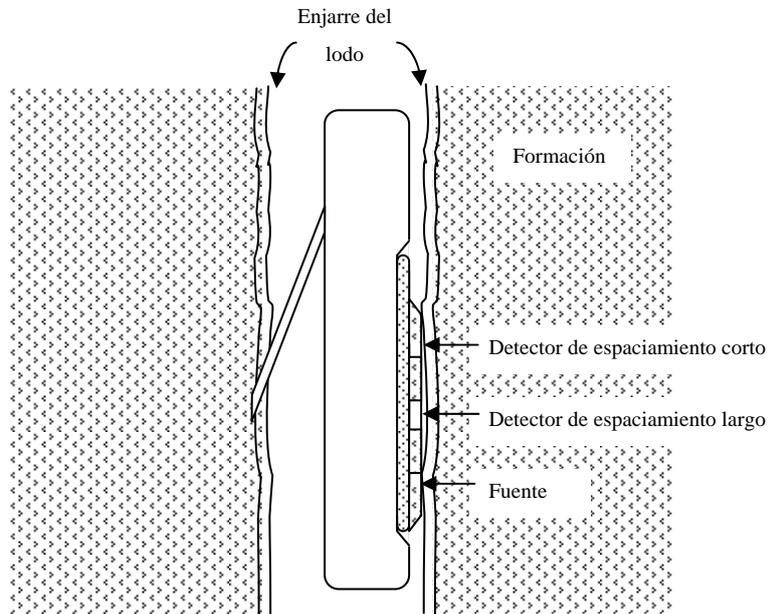


Fig. (38) Representación de la herramienta de registro de doble espaciamiento.

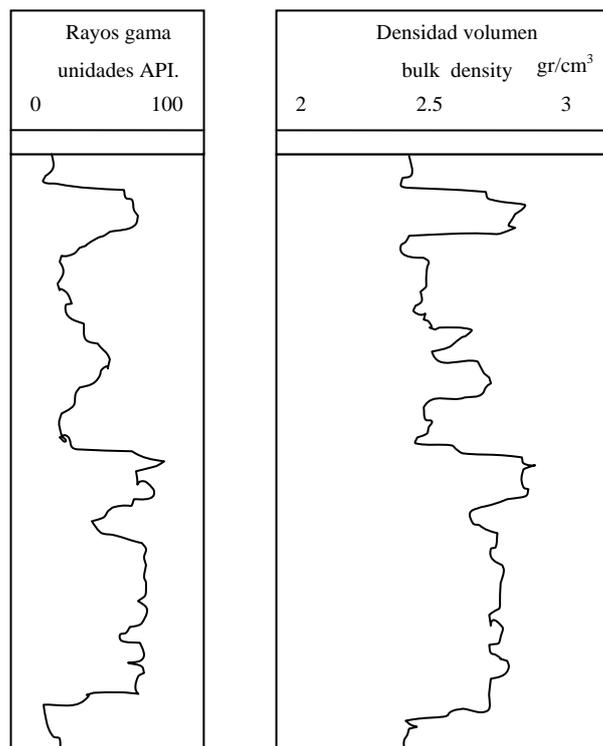


Fig. (39) Diagrama de los registros rayo-gamma con el de densidad.

En la **Fig. (39)** se observa un arreglo típico de registro de rayos gamma con un registro densidad, en $[\text{gr}/\text{cm}^3]$.

Los factores que afectan la respuesta del registro de densidad dependen de: el enjarre (para la herramienta de un solo lector es necesario conocer la densidad del enjarre y espesor para hacerse su corrección por medio de cartas empíricas, aunque éstos es mejorado con la herramienta de doble espacio), el tamaño del agujero (cuando el tamaño del agujero es mayor a 9 pulgadas deben de hacerse correcciones), la velocidad de registro y constante de tiempo (una baja constante de tiempo es usada para bajas densidades o porosidades altas, por tanto es necesario conocer la formación para aplicar el registro), densidad de la roca matriz, densidad del fluido en poros (si hay aceite residual en la zona de investigación somera afectará la densidad del agua del espacio poroso).

3.4) COMBINACIÓN DE REGISTROS PARA IDENTIFICAR LOS FLUIDOS

Una forma representativa de combinación de los registros es mostrada en la **Fig. (40)**, donde represento un registro litológico, dos eléctricos y dos de porosidad, sólo describo una forma de lectura e interpretación de los registros del ejemplo que diseñe.

En el registro S.P. (podría ser también el de rayos gamma o ambos para tener una mejor identificación de zonas de interés) se observan cuatro fluctuaciones (hacia la izquierda) de la línea base de las lutitas, de las cuales dos se podrían considerar zonas de interés, debido al alejamiento de la línea base de lutitas, es importante que para ver que estas zonas sean en realidad de interés se observe el registro de resistividad (profunda R_t y somera R_{xo}).

Un registro geofísico es una representación de muchos datos, por tanto resulta difícil la determinación de aspectos importantes, para facilitar el análisis yo recomendaría en segundo paso analizar los registros de porosidad (el neutrón y densidad), ya que una vez observado el registro litológico e identificar las zonas de interés, en esta misma profundidad es mas fácil identificar si las zonas son de interés ya que una baja porosidad nos daría como resultado en el

registro de resistividad una lectura de alta resistividad y podría ser confundida con presencia de hidrocarburos. Como se muestra en la **Fig. (40)** en la primer zona de interés se observa la presencia de gas ya que las curvas se cruzan (el cruce debe de ocurrir por una disminución de la lectura de la porosidad del neutrón y un aumento de la porosidad del registro densidad, el cruce de las curvas por caso contrario, no indica presencia de gas ni de nada), inmediatamente bajo este cruce las curvas se mantiene juntas en la zona de interés lo que indica la presencia de líquidos y en la segunda zona de interés sólo existe líquido ya que tienden a juntarse las curvas.

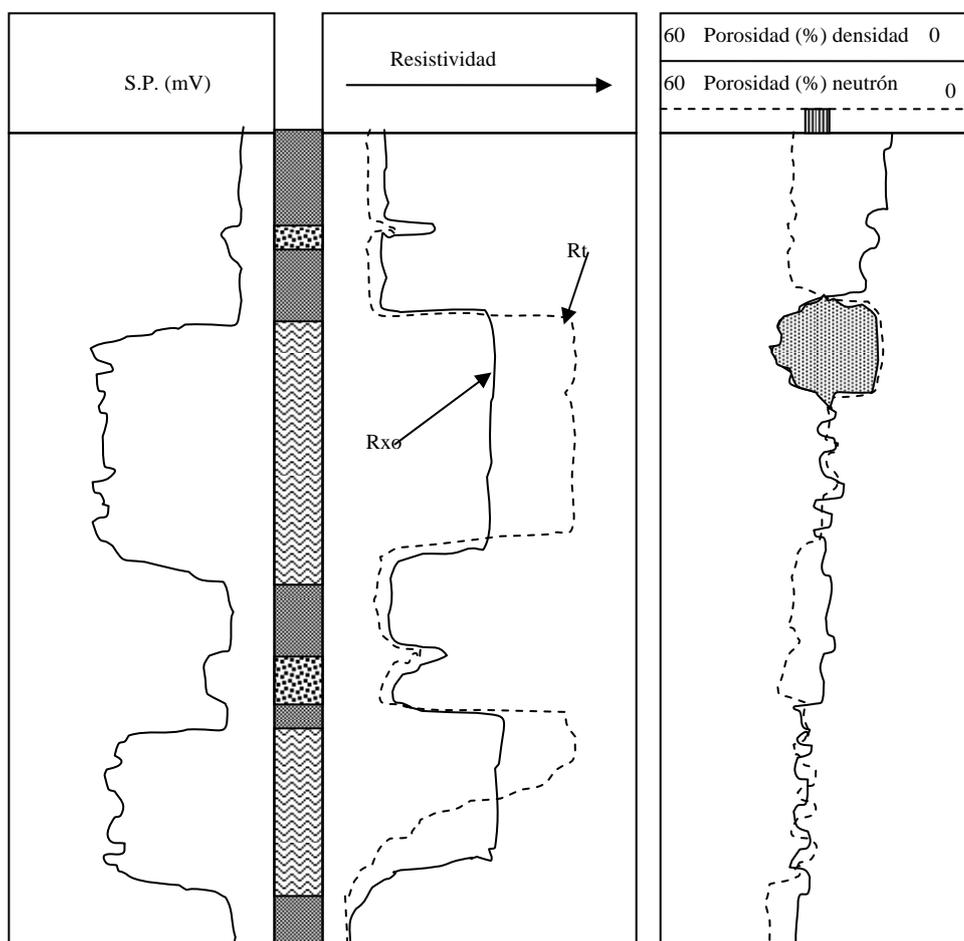


Fig. (40) Representación de los tres registros, para la determinación de zonas de interés.

Analizando los registros de resistividad (que por convención la línea segmentada representa la resistividad de la zona no invadida y la línea continua representa la resistividad de la zona lavada) se observan las dos

zonas de interés y en la primer zona se tiene una resistividad mayor de la zona no invadida (R_t) que de la zona lavada (R_{x_0}) lo que indica que sólo hay hidrocarburos (lo que indicaría yacimiento de aceite con un casquete de gas determinando la profundidad contacto gas-aceite), mientras que en la segunda zona existe en la parte superior aceite ya que la resistividad de la zona no invadida (R_t) es mayor que la de la zona invadida (R_{x_0}), pero a cierta profundidad la resistividad de la zona no invadida (R_t) es menor que la de la zona invadida (R_{x_0}), por tanto hay agua salada en esta región (indicando un yacimiento de aceite con un acuífero obteniendo así el contacto agua-aceite).

4) EJEMPLOS

4.1) DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES DEL ACEITE

De un reporte PVT para aceite negro fueron seleccionadas las siguientes tablas. **TABLAS 13.**⁸⁵

Fluido: Goog Oil.

Temperatura de yacimiento: 378 K (220 °F).

Presión original de yacimiento: 283.7 bar, (4100 psig).

TABLA 13- Datos del hidrocarburo.

La **TABLA 13.A** muestra la composición del aceite en el yacimiento expresándose la composición en fracción mol y fracción peso.

Componente	%Mol.	% Peso.
Ácido sulfhídrico	Nil	Nil
Dióxido de carbono	0.91	0.43
Nitrógeno	0.16	0.05
Metano	36.47	6.24
Etano	9.67	3.10
Propano	6.95	3.27
i-butano	1.44	0.89
n-butano	3.93	2.44
i-pentano	1.44	1.11
n-pentano	1.41	1.09
Hexanos	4.33	3.97
Heptanos plus	33.29	77.41

Heptano plus propiedades **at sc.** Densidad= 851.5 Kg/m³ (34.5 °API), peso molecular= 218

TABLA 13.A – Composición del aceite del yacimiento.⁸⁶

⁸⁵ DANESH, Ali. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids.* p.(43-49).

⁸⁶ DANESH, Ali. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids.* p.(43).

Presión		Volumen relativo	Función Y	Densidad
[psig]	[bar]	(1)		[gr/cm ³]
5000	345.7	0.9639		0.6808
4500	311.3	0.9702		0.6763
4100	283.7	0.9756		0.6726
4000	276.8	0.9770		0.6716
3500	242.3	0.9845		0.6665
3000	207.8	0.9928		0.6609
2900	200.9	0.9946		0.6597
2800	194.1	0.9964		0.6585
2700	187.2	0.9984		0.6572
2620	181.6	1.0000		0.6562
2605	180.6	1.0021		
2591	179.6	1.0042		
2516	174.5	1.0157		
2401	166.5	1.0353		
2253	156.3	1.0648	2.497	
2090	145.1	1.1041	2.418	
1897	131.8	1.1627	2.325	
1698	118.1	1.2415	2.229	
1477	102.8	1.3611	2.122	
1292	90.1	1.5000	2.033	
1040	72.7	1.7839	1.911	
830	58.2	2.1709	1.810	
640	45.1	2.7603	1.718	
472	33.5	3.6961	1.637	

(1) Volumen relativo: V/V_{sat} son barriles a presión indicada por barriles a presión de saturación.

TABLA 13.B- Relación presión volumen a temperatura de yacimiento, 220 °F (378 k).⁸⁷

1. Presión de saturación (presión de punto de burbuja):	2620 psig @220 °F (181.6 bar @ 378 k)
2. Densidad a presión de saturación :	40.97 lb/ft ³ (656.2 kg/m ³)
3. Expansión térmica del aceite del yacimiento	5000 psig (345.7 bar) = $\frac{V_{220@[\text{°F}]}(378[\text{K}])}{V_{60@[\text{°F}]}(288[\text{K}])} = 1.08795$
4. Compresibilidad del aceite saturado @ temperatura de yacimiento:	(Vol/Vol)/psi (Vol/Vol)/bar:
De 5000[psig] (345.7 bar) a 4000 psig (276.8 bar)=	13.5 x 10 ⁻⁶ 1.96 x10 ⁻⁴
De 4000[psig] (276.8 bar) a 3000 psig (207.8 bar)=	15.9 x 10 ⁻⁶ 2.30 x10 ⁻⁴
De 3000[psig] (207.8 bar) a 2620 psig (181.6 bar)=	18.7 x 10 ⁻⁶ 2.72 x10 ⁻⁴

TABLA 13. C- Datos volumétricos del aceite.⁸⁸

⁸⁷ DANESH, Ali. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(44).

⁸⁸ DANESH, Ali. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(45).

Presión		Relación de solubilidad (1)		Volumen relativo de aceite (2)	Volumen relativo total (3)	Densidad del aceite	Factor de compresibilidad	Factor de volumen del gas (4)	Densidad incremental del gas
[psig]	[bar]	[pie ³ /Bl]	[^{vol} /vol]			[gr/cm ³]			
2620	181.6	854	152	1.600	1.600	0.6562			
2350	163.0	763	136	1.554	1.665	0.6655	0.846	0.00685	0.825
2100	145.8	684	122	1.515	1.748	0.6731	0.851	0.00771	0.818
1850	128.6	612	109	1.479	1.859	0.6808	0.859	0.00882	0.797
1600	111.3	544	97	1.445	2.016	0.6889	0.872	0.010304	0.791
1350	94.1	479	85	1.412	2.244	0.6969	0.887	0.01245	0.794
1100	76.8	416	74	1.382	2.593	0.7044	0.903	0.01552	0.809
850	59.6	354	63	1.351	3.169	0.7121	0.922	0.02042	0.831
600	42.4	292	52	1.320	4.254	0.7198	0.941	0.02931	0.881
350	25.1	223	40	1.283	6.975	0.7291	0.965	0.05065	0.988
159	12.0	157	28	1.244	14.693	0.7382	0.984	0.10834	1.213
0	1.0	0	0	1.075		0.7892			2.039

Densidad relativa del aceite residual =35.1 °API @ 60 °F

(1) Volumen de gas @ c.s. por volumen de aceite residual

(2) Volumen de aceite a presión y temperatura indicadas por volumen de aceite residual @ c.s.

(3) Volumen de aceite mas gas liberado a presión y temperatura indicada por volumen de aceite residual @ c.s.

(4) Volumen de gas a presión y temperatura indicadas por volumen @ c.s.

TABLA 13.D– Resultado de la prueba de vaporización diferencial método convencional.⁸⁹

Presión de separación		(1) Relación $\frac{GAS}{ACEITE}$	(2) Relación $\frac{GAS}{ACEITE}$	Densidad °API tanque de almacenamiento	(3) Factor de volumen de formación	(4) Factor de volumen de separador	Densidad relativa del gas flasheado
[psig]	[bar]	[ft ³ /bl]	[ft ³ /bl]	@ 60 [°F]	$\frac{vol}{vol}$	$\frac{vol}{vol}$	
50	4.45	715	737			1.031	0.840
a							
0	0	41	41	40.5	1.481	1.007	1.338
100	7.9	637	676			1.062	0.786
a							
0	0	91	92	40.7	1.474	1.007	1.363
200	14.8	542	602			1.112	0.732
a							
0	0	117	178	40.4	1.483	1.007	1.329
300	21.7	478	549			1.148	0.704
a							
0	0	245	246	40.1	1.495	1.007	1.286

⁸⁹ DANESH, Ali. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(46).

(1)Relación gas/aceite en pies cúbicos de gas @ 60 °F y 14.65 psia por barril de aceite @ presión y temperatura indicada.

(2)Relación gas/aceite en pies cúbicos de gas @ 60 °F y 14.65 psia por barril de aceite en el tanque de almacenamiento @ 60°F

(3)El factor de volumen de formación son barriles de aceite saturado @ 2620 psig y 220 °F por barril de aceite en el tanque de almacenamiento a 60 °F.

(4)El factor de volumen de separador son barriles de aceite @ presión y temperatura indicada por barril de aceite en el tanque de almacenamiento @ 60 °F.

TABLA 13.E- Resultados de la prueba de separación a 75 °F (297 K)⁹⁰

Presión		Viscosidad del aceite	Viscosidad calculada del gas	Relación de la viscosidad aceite /gas
[psig]	[bar]	[centipoise]		
5000	345.7	0.450		
4500	311.3	0.434		
4000	276.8	0.418		
3500	242.3	0.401		
3000	207.8	0.385		
2800	194.1	0.379		
2620	181.6	0.373		
2350	163.0	0.394	0.0196	20.1
2100	145.8	0.416	0.0183	22.7
1850	128.6	0.440	0.0173	25.5
1600	111.3	0.469	0.0164	28.7
1350	94.1	0.502	0.0156	32.2
1100	76.8	0.542	0.0149	36.4
850	59.6	0.590	0.0142	41.6
600	42.4	0.653	0.0134	48.6
350	25.1	0.742	0.0125	59.1
159	12.0	0.854	0.0116	73.9
0	1.0	1.29		

1 centipoise= 1 mPa.s

TABLA 13.F- Viscosidad del aceite a temperatura de yacimiento.⁹¹

⁹⁰ DANESH, Ali. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(47).

⁹¹ DANESH, Ali. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. p.(49).

De una prueba de simulación de condiciones de campo se obtuvo la información mostrada en la **TABLA 13.E**, con esta información se determina la presión de separación óptima.

La óptima presión de separación es aproximadamente de 100 [psig] donde el factor de volumen de formación es mínimo y la máxima cantidad de aceite en el tanque de almacenamiento esta presente. La densidad del aceite, en API, además obtiene su máximo valor a la óptima presión de separación, mientras que la relación gas aceite (RGA) es mínima. Todos estos indicadores señalan una alta acumulación de componentes intermedios en la fase del aceite con la presión de separación aproximada a 100 psig, como se muestra en la **Fig. (41)**, es conveniente aclarar que las condiciones operacionales (limitaciones) podrían determinar otras condiciones de separación.

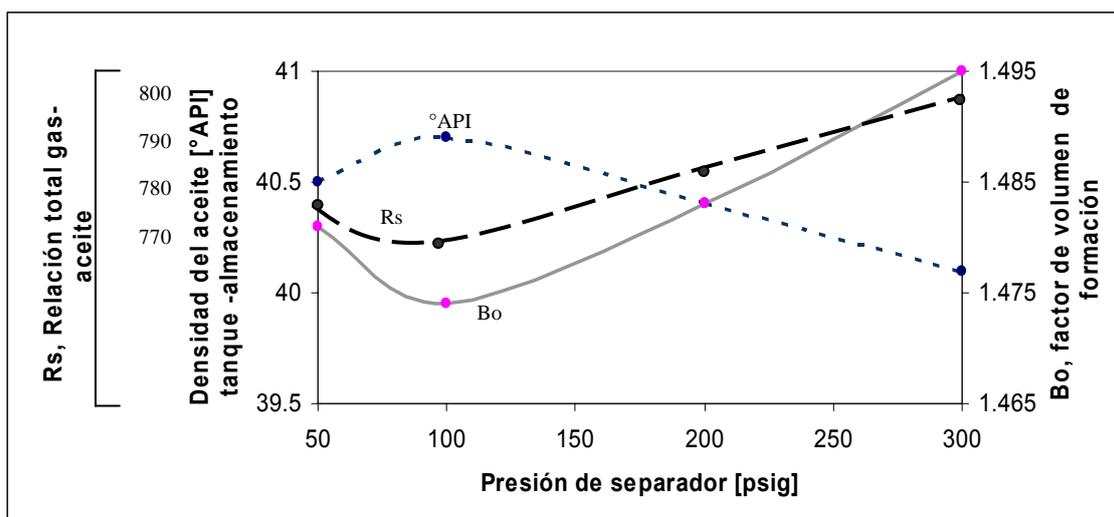


Fig. (41) Variación de las propiedades del aceite, en relación con el cambio de la presión de separación.

EJEMPLO 1

Estimar la presión de burbuja de un aceite a 220 °F usando los datos de la prueba de medición de separación a 100 psig en **TABLA 13. E**. Siendo el valor de $p_b=2634.76$ psia.

Es necesario determinar la relación de solubilidad y la densidad relativa del gas.

$$S_g = \frac{\sum R_s \gamma_g}{R_s} = \frac{(676)(0.786) + (92)(1.363)}{676 + 92} = \frac{656.732}{768} = 0.855120$$

- Correlación de Standing, ecuación (7) $p_b \approx 2,503 \text{ psia}$

$$a = 0.00091T - 0.0125 \text{ (API)}$$

$$= (0.00091)(220) - (0.0125)(40.7) = 0.2002 - 0.50875 = -0.30855$$

$$p_b = 18.2 \left[\left(\frac{R_s}{S_g} \right)^{0.83} (10)^a - 1.4 \right]$$

$$= 18.2 \left[\left(\frac{768}{0.855120} \right)^{0.83} (10)^{-0.30855} - 1.4 \right] = 18.2(137.50483) = 2,502.5879 \approx 2,503 \text{ psia}$$

- Correlación de Al-Shammasi ecuación (10) $p_b \approx 2,481 \text{ psia}$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{(^\circ \text{API} + 131.5)} = \frac{141.5}{(40.7 + 131.5)} = 0.821719$$

$$p_b = (\gamma_o^{5.527215}) \left(e^{-1.841408 * [\gamma_o * \gamma_g]} \right) \left[R_s (460 + T) \gamma_g \right]^{0.783716}$$

$$= ((0.821719)^{5.527215}) \left(e^{-1.841408 * [0.821719 * 0.855120]} \right) \left[768(460 + 220) 0.855120 \right]^{0.783716}$$

$$= (0.337798)(0.274200)(26,786.42971) = 2,481.0719 \approx 2,481 \text{ psia}$$

- Correlación de Petroski y Farshad, ecuación (11) $p_b \approx 2766 \text{ psia}$

$$X = 4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911} - 7.916 \times 10^{-4} \text{ API}^{1.5410}$$

$$= 4.56 \times 10^{-5} (220)^{1.3911} - 7.916 \times 10^{-4} (40.7)^{1.5410}$$

$$= 0.082701 - 0.239271 = -0.156570$$

$$p_b = 112.727 \left[\frac{R_s^{0.5774}}{\gamma_g^{0.8439}} 10^X - 12.340 \right]$$

$$= 112.727 \left[\frac{768^{0.5774}}{0.855120^{0.8439}} 10^{-0.156570} - 12.340 \right]$$

$$= 112.727(24.540766) = 2766.4069 \approx 2766 \text{ psia}$$

- Correlación de Por Birol Dindoruk y Meter G. Christman ecuación (12)

$$p_{bp} \approx 2488 \text{ psia}$$

$$\begin{aligned}
 A &= \frac{a_1 T^{a_2} + a_3 \circ API^{a_4}}{\left(a_5 + \frac{2R_s^{a_6}}{\gamma_g^{a_7}} \right)^2} \\
 &= \frac{(1.42828E - 10)(220)^{2.844591797} + (-6.74896E - 04)(40.7)^{1.225226436}}{\left(0.033383304 + \frac{2(768)^{-0.272945957}}{0.855120^{-0.084226069}} \right)^2} \\
 &= \frac{0.000657733 - 0.063292824}{(0.033383304 + 0.321926867)^2} = \frac{-0.062635091}{0.126245317} = -0.496137933 \\
 p_{bp} &= a_8 \left(\frac{R_s^{a_9}}{\gamma_g^{a_{10}}} 10^A + a_{11} \right) \\
 &= 1.869975257 \left(\frac{768^{1.221486524}}{0.855120^{1.370508349}} 10^{-0.496137933} + 0.011688308 \right) \\
 &= 1.869975257(1322.675071) = 2473.3697[\text{psig}] + 14.7 \approx 2488 \text{ psia}
 \end{aligned}$$

Con la correlación de Standing, se obtiene

$$E_r = \left| \frac{Pb_{real} - Pb_{calculado}}{Pb_{real}} \right| \times 100 = \left| \frac{2634.7 - 2503}{2634.7} \right| \times 100 = 5.00\%$$

Con la correlación de Al-Shammasi se obtiene

$$E_r = \left| \frac{Pb_{real} - Pb_{calculado}}{Pb_{real}} \right| \times 100 = \left| \frac{2634.7 - 2481}{2634.7} \right| \times 100 = 5.83\%$$

Con la correlación de Petroski y Farshad, se obtiene

$$E_r = \left| \frac{Pb_{real} - Pb_{calculado}}{Pb_{real}} \right| \times 100 = \left| \frac{2634.7 - 2766}{2634.7} \right| \times 100 = 4.98\%$$

Con la correlación de Por Birol Dindoruk y Meter G. Christman se obtiene

$$E_r = \left| \frac{Pb_{real} - Pb_{calculado}}{Pb_{real}} \right| \times 100 = \left| \frac{2634.7 - 2488}{2634.7} \right| \times 100 = 5.57\%$$

EJEMPLO 2

Estimar el factor de volumen del aceite para una muestra de aceite negro a 220 °F para una presión de 2100 psig usando los datos del resultado de la prueba de separación **TABLA 13.E** y compararlo con el valor dado en la prueba de vaporización diferencial realizando la corrección en la **TABLA 13.D** donde el valor del factor de volumen del aceite es de $B_o = 1.515^{vol/vol}$.

Calculando en valor del factor de volumen adaptado a condiciones de separación (para una presión de separación de 100 psig en una etapa) para una presión de 2100 psig, utilizando la ecuación (1)

$$B_o = B_{od} \left(\frac{B_{ob}}{B_{odb}} \right) = 1.515 \left(\frac{1.474}{1.600} \right) = 1.3957^{vol/vol}$$

$$S_g = \frac{\sum R_s \gamma_g}{R_s} = \frac{(676)(0.786) + (92)(1.363)}{676 + 92} = \frac{656.732}{768} = 0.855120$$

$$S_o = \frac{(141.5)}{(^{\circ}API + 131.5)} = \frac{(141.5)}{(40.7 + 131.5)} = 0.8217$$

Utilizando la R_s corregida para las tres correlaciones, ecuación (2)

$$R_s = R_{sb} - (R_{sdb} - R_{sd}) \frac{B_{ob}}{B_{odb}} = 768 - (854 - 684) \left(\frac{1.474}{1.6} \right) = 611.3875$$

- Por Standing ecuación (13) $B_o = 1.39615$

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[R_s \left(\frac{S_g}{S_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right]^{1.2}$$

$$= 0.9759 + 0.000120 \left[(611.3875) \left(\frac{0.85512}{0.82172} \right)^{0.5} + 1.25(220) \right]^{1.2} = 0.9759 + 0.42025 = 1.39615$$

- Por Al-Shammasi ecuaciones (17) y (18)

Correlación con cuatro variables $B_o = 1.407257$

$$\begin{aligned}
 B_o &= 1 + 5.53 * 10^{-7} [R_s * (T - 60)] + 0.000181 * \left(\frac{R_s}{\gamma_o} \right) + 0.000449 * \left[\frac{(T - 60)}{\gamma_o} \right] + 0.000206 * \left(\frac{R_s \gamma_g}{\gamma_o} \right) \\
 &= 1 + 5.53 * 10^{-7} [611.3875 * (220 - 60)] + 0.000181 * \left(\frac{611.3875}{0.82172} \right) + 0.000449 * \left[\frac{(220 - 60)}{0.82172} \right] \\
 &+ 0.000206 * \left(\frac{(611.3875)(0.85512)}{(0.82172)} \right) = 1 + 0.054095566 + 0.134670127 + 0.087426 + 0.131065 = 1.407257
 \end{aligned}$$

Correlación con tres variables: $B_o = 1.4331058$

$$\begin{aligned}
 B_o &= 1 + 0.000412 * \left(\frac{R_s}{\gamma_o} \right) + 0.000650 * \left[\frac{(T - 60)}{\gamma_o} \right] \\
 &= 1 + 0.000412 * \left(\frac{611.3875}{0.82172} \right) + 0.000650 * \left[\frac{(220 - 60)}{0.82172} \right] \\
 &= 1 + 0.306542 + 0.126563793 = 1.4331058
 \end{aligned}$$

Con la correlación de Standing se determina el valor de $Bo = 1.4703$

$$E_r = \left| \frac{Bo_{real} - Bo_{calculado}}{Bo_{real}} \right| x 100 = \left| \frac{1.3957 - 1.39615}{1.3957} \right| x 100 = 0.03\%$$

Con la correlación de AL-SHAMMASI con cuatro variables se determina el valor de $Bo = 1.522419$

$$E_r = \left| \frac{Bo_{real} - Bo_{calculado}}{Bo_{real}} \right| x 100 = \left| \frac{1.3957 - 1.407257}{1.3957} \right| x 100 = 0.83\%$$

Con la correlación de AL-SHAMMASI con tres variables se determina el valor de $Bo = 1.573181$

$$E_r = \left| \frac{Bo_{real} - Bo_{calculado}}{Bo_{real}} \right| x 100 = \left| \frac{1.3957 - 1.4331058}{1.3957} \right| x 100 = 6.68\%$$

Una vez realizada la comparación entre el error relativo absoluto de las tres correlaciones ocupadas aunque la correlación que presento un menor la desarrollada por Standing elijó las desarrolladas por AL-SHAMMASI con cuatro variables para calcular el factor de volumen del aceite a presiones menores a la presión de burbuja y también ocupo la correlación de tres variables para calcular el factor de volumen del aceite y comparar la aproximación de los cálculos a presiones por debajo de la presión de burbuja con una correlación que usa mas o menos datos para los cálculos usando la relación de solubilidad corregida de la **TABLA 13.E** el resultado es mostrado en la **TABLA 14** y **Fig. (42)**.

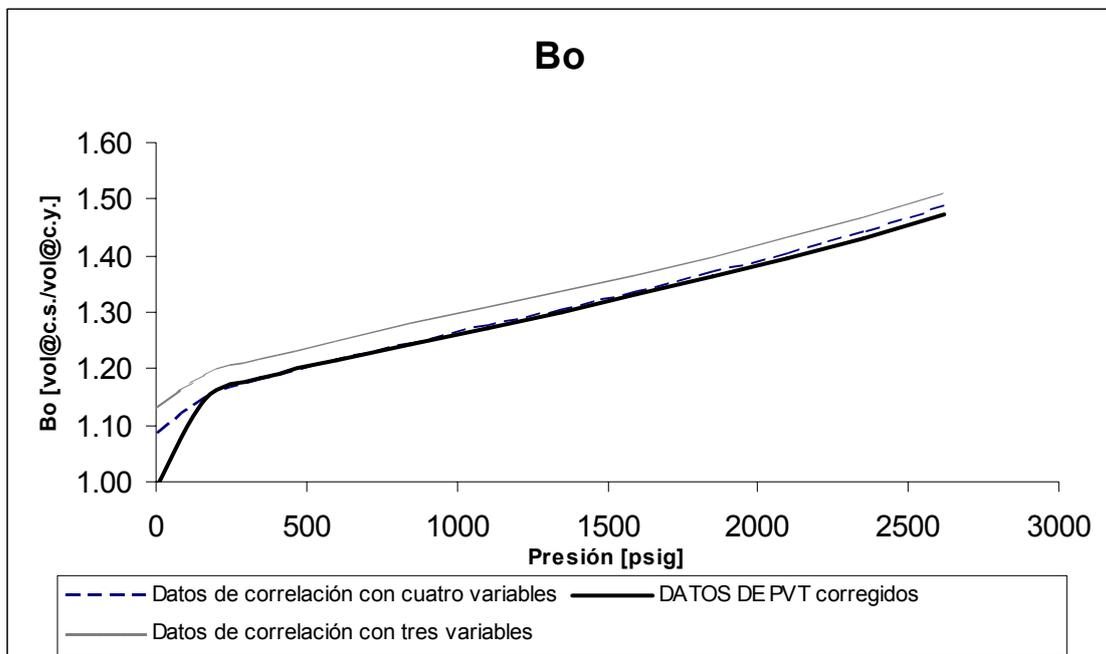


Fig. (42) Comparación entre la obtención del Bo por medio de análisis PVT y correlación de AL-SHAMMASI.

Datos PVT	corregidos		Cuatro variables	Tres variables		corregidos
Presión [psig]	PVT Rs [ft ³ /Bl]	PVT Rs [ft ³ /Bl]	Correlación Bo [vol ^{vol} /vol]	Correlación Bo [vol ^{vol} /vol]	Datos PVT Bo [vol ^{vol} /vol]	Datos PVT Bo [vol ^{vol} /vol]
2620	768	854	1.4891847	1.5116293	1.6	1.474
2350	684.16625	763	1.4453294	1.4695961	1.554	1.4316225
2100	611.3875	684	1.4072571	1.4331057	1.515	1.39569375
1850	545.0575	612	1.3725584	1.3998487	1.479	1.36252875
1600	482.4125	544	1.3397874	1.3684393	1.445	1.33120625
1350	422.53125	479	1.3084621	1.3384156	1.412	1.300805
1100	364.4925	416	1.2781007	1.3093157	1.382	1.2731675

850	307.375	354	1.2482213	1.2806777	1.351	1.24460875
600	250.2575	292	1.2183418	1.2520397	1.32	1.21605
350	186.69125	223	1.1850888	1.2201684	1.283	1.18196375
159	125.88875	157	1.1532817	1.1896828	1.244	1.146035
0	0	0	1.0874264	1.1265638	1.075	1.0000000

TABLA 14- Cálculos comparativos para la determinación de Rs.

EJEMPLO 3

Si solo se cuenta con los datos de la prueba de separación mostrados en la **TABLA 13.E**, para un presión de separación de 100 psig determinar la presión de burbuja, la relación de solubilidad, el factor de volumen del aceite y mostrar el comportamiento de Rs y Bo a las presiones indicadas en la **TABLA 13.D** comparando con los valores corregidos presentados en esta tabla y la viscosidad del aceite, comparar estos valores con los reportados en la **TABLA 13.D**.

$$\gamma_g = \frac{\sum R_s \gamma_g}{R_s} = \frac{(0.786)(676) + (1.363)(92)}{676 + 92} = \frac{656.732}{768} = 0.855120$$

Utilizando las correlaciones desarrolladas por G.E. Petrosky Jr. Y F. Frashad.

- Determinación de la p_b . ecuación (11)

$$\begin{aligned} X &= 4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911} - 7.916 \times 10^{-4} \circ API^{1.5410} \\ &= 4.56 \times 10^{-5} (220)^{1.3911} - 7.916 \times 10^{-4} (40.7)^{1.5410} \\ &= 0.082701 - 0.239271 = -0.156570 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} p_b &= 112.727 \left[\frac{R_s^{0.5774}}{\gamma_g^{0.8439}} 10^X - 12.340 \right] \\ &= 112.727 \left[\frac{768^{0.5774}}{0.855120^{0.8439}} 10^{-0.156570} - 12.340 \right] \\ &= 112.727 (24.540766) = 2766.4069 \approx 2766 \text{ psia} \end{aligned}$$

- Determinación del factor de volumen del aceite a p_b , ecuación (19)

$$\begin{aligned}
 B_{ob} &= 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} \left[R_s^{0.3738} \left(\frac{(\bar{\gamma}_g)^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626 T^{0.5371} \right]^{3.0936} \\
 &= 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} \left[(768)^{0.3738} \left(\frac{(0.855120)^{0.2914}}{(0.821719)^{0.6265}} \right) + 0.24626 (220)^{0.5371} \right]^{3.0936} \\
 &= 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} [12.9469224 + 4.461789704]^{3.0936} = 1.0113 + 0.496644 = 1.507944
 \end{aligned}$$

- Determinación de R_s a p_b , ecuación (22)

$$\begin{aligned}
 R_s &= \left[\left(\frac{p_b}{112.727} + 12.340 \right) \gamma_g^{0.8439} 10^X \right]^{1.73184} \\
 R_s &= \left[\left(\frac{2766}{112.727} + 12.340 \right) (0.855120)^{0.8439} 10^{0.156552581} \right]^{1.73184} = 767.6350 \frac{ft^3}{Bl}
 \end{aligned}$$

$$X = 7.916 \times 10^{-4} \circ API^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911}$$

$$X = 7.916 \times 10^{-4} (40.7)^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} (220)^{1.3911} = 0.156552581$$

Comparando los datos por medio de graficas.

PVT	PVT	Correlación		Correlación	PVT	PVT corregido
P[psig]	p [psia]	p[psia]	Factor X	Rs[ft^3/Bl]	Rs[ft^3/Bl]	Rs[ft^3/Bl]
5000	5014.7	5014.7		768.560813	854	768
4500	4514.7	4514.7		768.560813	854	768
4000	4014.7	4014.7		768.560813	854	768
3500	3514.7	3514.7		768.560813	854	768
3000	3014.7	3014.7		768.560813	854	768
2800	2814.7	2814.7		768.560813	854	768
2620	2634.7	2766	0.15685484	768.560813	854	768
2350	2364.7	2364.7	0.15685484	644.649881	763	684.16625
2100	2114.7	2114.7	0.15685484	572.156269	684	611.3875
1850	1864.7	1864.7	0.15685484	503.350895	612	545.0575
1600	1614.7	1614.7	0.15685484	438.307749	544	482.4125
1350	1364.7	1364.7	0.15685484	377.108416	479	422.53125
1100	1114.7	1114.7	0.15685484	319.843602	416	364.4925
850	864.7	864.7	0.15685484	266.615135	354	307.375
600	614.7	614.7	0.15685484	217.538674	292	250.2575
350	364.7	364.7	0.15685484	172.747483	223	186.69125
159	173.7	173.7	0.15685484	141.510644	157	125.88875
0	14.7	14.7	0.15685484	0	0	0.0000

TABLA 15- Comparación entre la obtención de R_s por medio de análisis PVT y correlación.

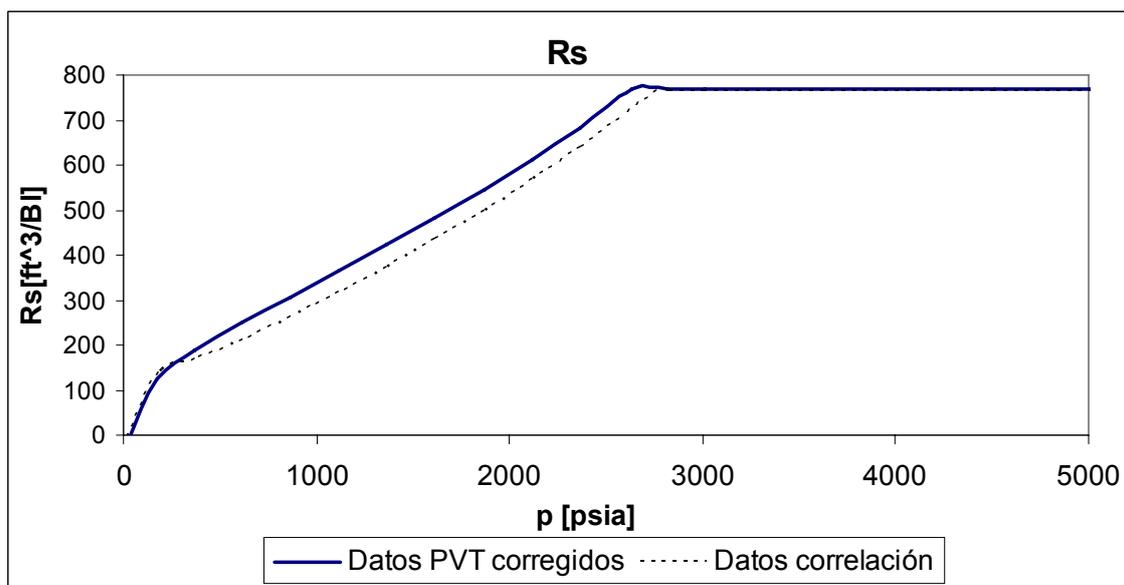


Fig. (44) Comparación de datos obtenidos de Rs, del análisis PVT y la correlación de G.E. Petrosky Jr. Y F. Farshad, para el fluido Good Oil.

Presión PVT	presión PVT	presión Correlación	Correlación	Correlación	PVT	PVT corregido
p[psig]	p [psia]	p[psia]	Rs[ft ³ /Bl]	Bo [vol/vol]	Bo[vol/vol]	Bo[vol/vol]
5000	5014.7	5014.7	768.560813			
4500	4514.7	4514.7	768.560813			
4000	4014.7	4014.7	768.560813			
3500	3514.7	3514.7	768.560813			
3000	3014.7	3014.7	768.560813			
2800	2814.7	2814.7	768.560813			
2620	2634.7	2766	768.560813	1.50825637	1.6	1.474
2350	2364.7	2364.7	644.649881	1.43906675	1.554	1.4316225
2100	2114.7	2114.7	572.156269	1.39826726	1.515	1.39569375
1850	1864.7	1864.7	503.350895	1.35924988	1.479	1.36252875
1600	1614.7	1614.7	438.307749	1.32202697	1.445	1.33120625
1350	1364.7	1364.7	377.108416	1.28661211	1.412	1.300805
1100	1114.7	1114.7	319.843602	1.25302029	1.382	1.2731675
850	864.7	864.7	266.615135	1.22126817	1.351	1.24460875
600	614.7	614.7	217.538674	1.19137427	1.32	1.21605
350	364.7	364.7	172.747483	1.16335926	1.283	1.18196375
159	173.7	173.7	141.510644	1.14323609	1.244	1.146035
0	14.7	14.7	0	1.01866091	1.075	1.0000

TABLA 16- Cálculos comparativos para la determinación de Bo.

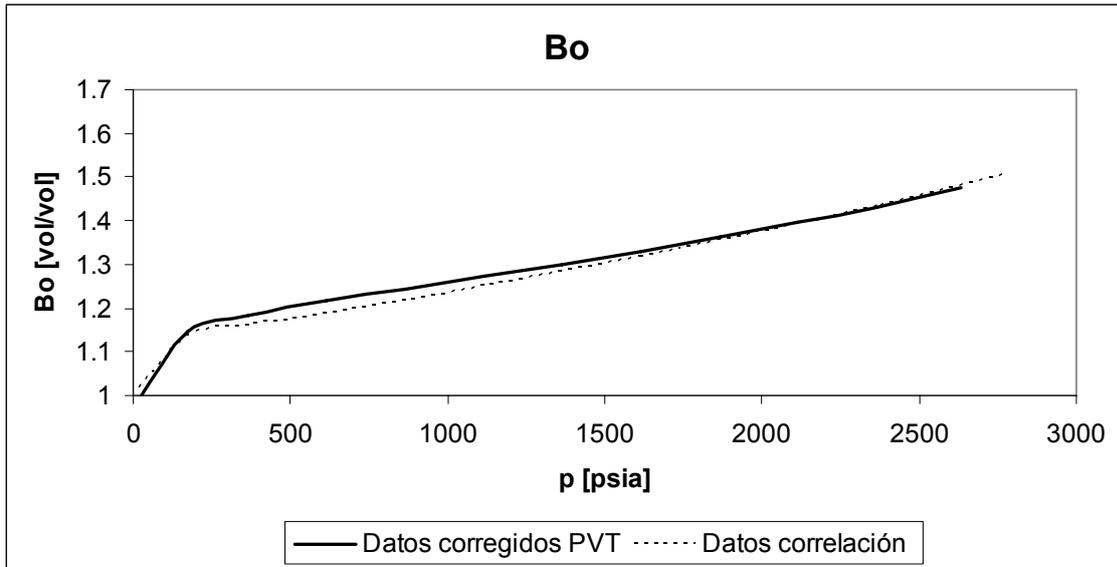


Fig. (44) Comparación de datos obtenidos de Bo, del análisis PVT y la correlación de G.E. Petrosky Jr. Y F. Farshad, para el fluido Good Oil

Utilizando las correlaciones desarrolladas por Birol Dindoruk y Meter G. Christman

- Determinación de p_b , ecuación (12)

$$A = \frac{a_1 T^{a_2} + a_3 \text{°API}^{a_4}}{\left(a_5 + \frac{2R_s^{a_6}}{\gamma_g^{a_7}} \right)^2}$$

$$= \frac{(1.42828E - 10)(220)^{2.844591797} + (-6.74896E - 04)(40.7)^{1.225226436}}{\left(0.033383304 + \frac{2(768)^{-0.272945957}}{0.855120^{-0.084226069}} \right)^2}$$

$$= \frac{0.0006577733 - 0.063292824}{(0.033383304 + 0.321926867)^2} = \frac{-0.062635091}{0.126245317} = -0.496137933$$

$$p_{bp} = a_8 \left(\frac{R_s^{a_9}}{\gamma_g^{a_{10}}} 10^A + a_{11} \right)$$

$$= 1.869979257 \left(\frac{768^{1.221486524}}{0.855120^{1.370508349}} 10^{-0.496137933} + 0.011688308 \right)$$

$$= 1.869979257(1322.675071) = 2473.3750[\text{psi}] + 14.7 \approx 2488 \text{psia}$$

- Determinación de B_o a p_b , ecuación (20)

$$\begin{aligned}
 B_{obp} &= a_{11} + a_{12}A + a_{13}A^2 + a_{14}(T - 60) \frac{^\circ API}{\gamma_g} \\
 &= (9.871766 \text{ E} - 01) + (7.865146 \text{ E} - 04)(265.947588) + (2.689173 \text{ E} - 06)(265.947588)^2 \\
 &\quad + (1.100001 \text{ E} - 05)(220 - 60) \frac{(40.7)}{(0.855120)} = 1.470316846
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 A &= \frac{\left[\frac{R_s^{a_1} \gamma_g^{a_2}}{\gamma_o^{a_3}} + a_4(T - 60)^{a_5} + a_6 R_s \right]^{a_7}}{\left[a_8 + \frac{2R_s^{a_9}}{\gamma_g^{a_{10}}}(T - 60) \right]^2} \\
 &= \frac{\left[\frac{(768)^{2.510755 \text{ E}+00} (0.855120)^{-4.852538 \text{ E}+00}}{(0.821719)^{1.183500 \text{ E}+01}} + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{(1.365428 \text{ E} + 05)(220 - 60)^{2.252880 \text{ E}+00} + (1.007190 \text{ E} + 01)(768)}{(5.352624 \text{ E} + 00) + \frac{2(768)^{-6.309052 \text{ E}-01}}{(0.855120)^{9.000749 \text{ E}-01}}(220 - 60)} \right]^{4.450849 \text{ E}-01}}{\left[(5.352624 \text{ E} + 00) + (5.571104621) \right]^2} \\
 &= \frac{[383288479.9 + (1.365428 \text{ E} + 05)(92388.48095) + (7735.2192)]^{4.450849 \text{ E}-01}}{[5.352624 \text{ E} + 00 + (5.571104621)]^2} \\
 &= \frac{31734.95309}{119.327847} = 265.947588
 \end{aligned}$$

- Determinación de R_s a p_b , ecuación (22)

$$\begin{aligned}
 R_{sbp} &= \left[\left(\frac{(p_b)}{a_8} + a_9 \right) \gamma_g^{a_{10}} 10^A \right]^{a_{11}} \\
 &= \left[\left(\frac{(2473)}{(3.359754970)} + (28.10133245) \right) (0.855120)^{1.579050160} 10^{0.262678802} \right]^{0.928131344} \\
 &= 660.9353 \frac{ft^3}{Bl}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 A &= \frac{a_1 \circ API^{a_2} + a_3 T^{a_4}}{\left(a_5 + \frac{2 \circ API^{a_6}}{p_{bp}^{a_7}} \right)^2} \\
 &= \frac{(4.86996E - 06)(40.7)^{5.730982539} + (9.92510E - 03)(220)^{1.776179364}}{\left((44.25002680) + \frac{2(40.7)^{2.702889206}}{(2473)^{0.744335673}} \right)^2} \\
 &= \frac{8311.029}{31639.51157} = 0.262678802
 \end{aligned}$$

PVT	PVT	Correlación		Correlación	PVT	PVT corregido
p[psig]	p [psia]	p[psig]	Factor A	Rs[ft^3/BI]	Rs[ft^3/BI]	Rs[ft^3/BI]
5000	5014.7	5000		660.935345	854	768
4500	4514.7	4500		660.935345	854	768
4000	4014.7	4000		660.935345	854	768
3500	3514.7	3500		660.935345	854	768
3000	3014.7	3000		660.935345	854	768
2800	2814.7	2800		660.935345	854	768
2620	2634.7	2473	0.2626788	660.935345	854	768
2350	2364.7	2350	0.2480451	612.051761	763	684.16625
2100	2114.7	2100	0.21819289	519.508512	684	611.3875
1850	1864.7	1850	0.18828108	435.588086	612	545.0575
1600	1614.7	1600	0.158448	359.677515	544	482.4125
1350	1364.7	1350	0.12888768	291.160241	479	422.53125
1100	1114.7	1100	0.09987926	229.405292	416	364.4925
850	864.7	850	0.07184012	173.746866	354	307.375
600	614.7	600	0.04543359	123.441693	292	250.2575
350	364.7	350	0.02183344	77.5634847	223	186.69125
159	173.7	159	0.00719645	44.6321419	157	125.88875
0	14.7	0		0	0	0

TABLA 17- Cálculos comparativos para la determinación de Rs.

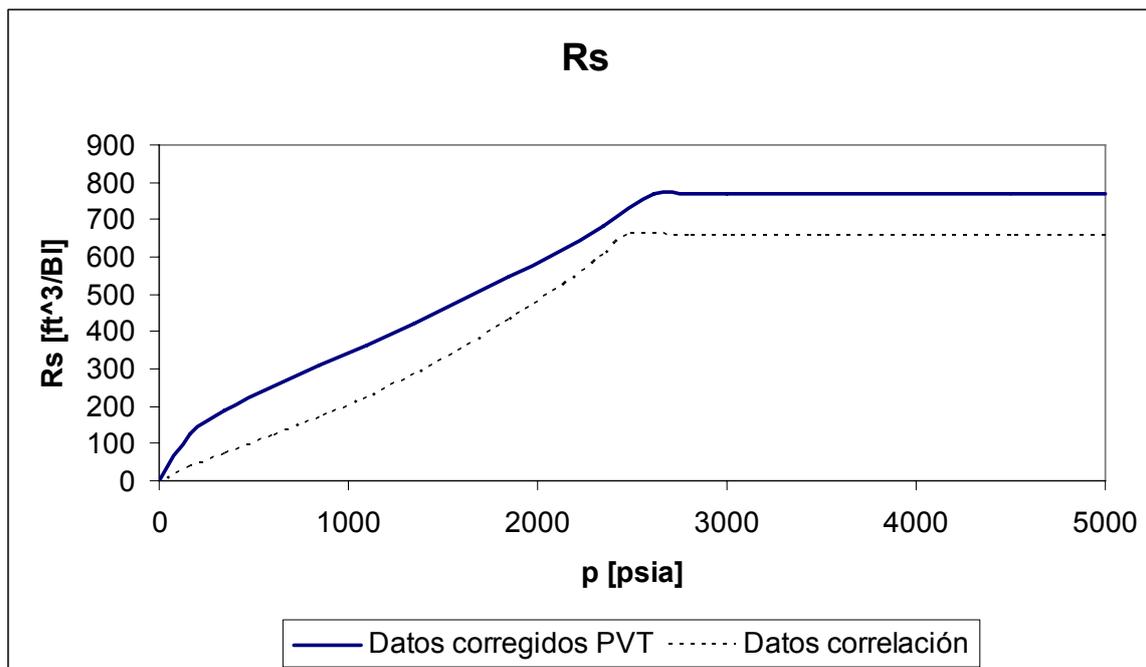


Fig (45) Comparación de datos obtenidos de Rs del análisis PVT y la correlación de Birol Dindoruk y Meter G. Chrstrman, para el fluido Good Oil.

PVT	PVT	Correlación	Correlación	PVT	Correlación	Factor A	PVT corregido
p[psig]	p [psia]	p[psig]	Rs[ft ³ /Bl]	Bo [vol/vol]	Bo [vol/vol]		Bo [vol/vol]
5000	5014.7	5000	660.935345				
4500	4514.7	4500	660.935345				
4000	4014.7	4000	660.935345				
3500	3514.7	3500	660.935345				
3000	3014.7	3000	660.935345				
2800	2814.7	2800	660.935345				
2620	2634.7	2473	660.935345	1.6	1.41444	239.919597	1.474
2350	2364.7	2350	612.051761	1.554	1.38871	227.325631	1.4316225
2100	2114.7	2100	519.508512	1.515	1.33957	202.011026	1.39569375
1850	1864.7	1850	435.588086	1.479	1.29453	177.068961	1.36252875
1600	1614.7	1600	359.677515	1.445	1.25346	152.520141	1.33120625
1350	1364.7	1350	291.160241	1.412	1.21628	128.407829	1.300805
1100	1114.7	1100	229.405292	1.382	1.18289	104.785179	1.2731675
850	864.7	850	173.746866	1.351	1.15315	81.7001599	1.24460875
600	614.7	600	123.441693	1.32	1.12690	59.1761588	1.21605
350	364.7	350	77.5634847	1.283	1.10391	37.187652	1.18196375
159	173.7	159	44.6321419	1.244	1.08838	20.7027774	1.146035
0	14.7	0	17.5788328	1.075	1.07679	7.24855449	1.00000

TABLA 18- Cálculos comparativos para la determinación de Bo.

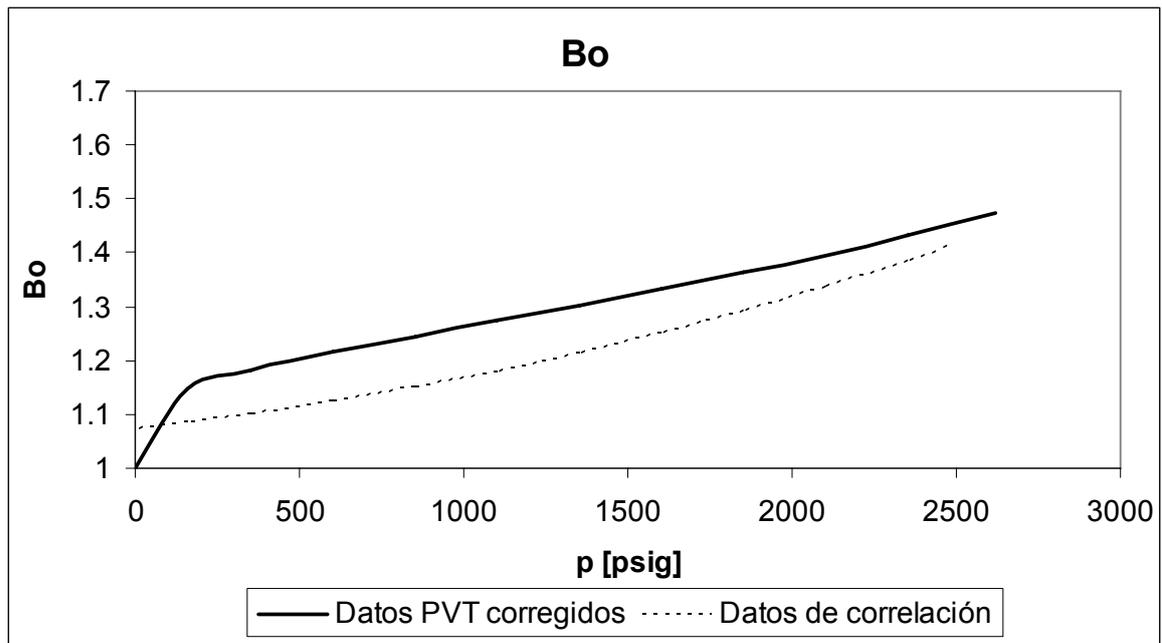


Fig. (46) Comparación de datos obtenidos de Bo del análisis PVT y la correlación de Birol Dindoruk y Meter G. Christman, para el fluido Good Oil.

EJEMPLO 4

Calcular la viscosidad del fluido Good Oil de la **TABLA 13, F** a presión de 2620 psig = 2634.7 psia y 220 °F, de la **TABLA 13.E** se observa que para la presión de separación de 100 psig la densidad del aceite muerto es de 40.7 °API, la $R_s=768$ a p_b . El valor de $p_b= 2620$ psig = 2634.7 psia. El valor reportado de viscosidad es de 0.373 cp, la viscosidad del aceite muerto es 1.29.

- Por H.D. Beggs y J.R. Robinson ecuación (24) y (25)

Viscosidad de aceite muerto. $\mu_{OD} = 1.020005069$ cp

$$\mu_{OD} = 10^X - 1 = 10^{0.305352459} - 1 = 1.020005069 \text{ cp}$$

$$X = yT^{-1.163} = (161.8225349)(220)^{-1.163} = 0.305352459$$

$$y = 10^z = 10^{2.209039} = 161.8225349$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023\gamma_o = 3.0324 - 0.02023(40.7) = 2.209039$$

Viscosidad de aceite con gas disuelto. $\mu = 0.332137956$ cp

$$\mu = A\mu_{OD}^B = (0.328590)(1.020005069)^{0.542198} = 0.332137956 \text{ cp}$$

$$A = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} = 10.715(768 + 100)^{-0.515} = 0.328590$$

$$B = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} = 5.44(768 + 150)^{-0.338} = 0.542198$$

- Por Petrosky y Farshad, ecuación (27), (28) y (29)

Viscosidad de aceite muerto. $\mu_{od} = 0.894828663 \text{ cp}$

$$\begin{aligned}\mu_{od} &= 2.3511 \times 10^7 T^{-2.10255} (\log^\circ API)^X \\ &= 2.3511 \times 10^7 (220)^{-2.10255} (\log(40.7))^{-12.067111} = 0.894828663 \text{ cp}\end{aligned}$$

$$x = 4.59388(\log T) - 22.82792 = 4.59388(\log(220)) - 22.82792 = -12.067111$$

Viscosidad de aceite saturado. $\mu_{ob} = 0.351956505 \text{ cp}$

$$\mu_{ob} = A(\mu_{od})^B = 0.375227164(0.894828663)^{0.576154357} = 0.351956505 \text{ cp}$$

$$A = 0.1651 + 0.6165(10^a) = 0.1651 + 0.6165(10^{-0.46745088}) = 0.375227164$$

$$a = -6.0866 \times 10^{-4} R_s = -6.0866 \times 10^{-4} (768) = -0.46745088$$

$$B = 0.5131 + 0.5109(10^b) = 0.5131 + 0.5109(10^{-0.9086208}) = 0.576154357$$

$$b = -1.1831 \times 10^{-3} R_s = -1.1831 \times 10^{-3} (768) = -0.9086208$$

Viscosidad de aceite bajo-saturado. $\mu_{ob} = 0.351956505 \text{ cp}$

$$\begin{aligned}\mu_o &= \mu_{ob} + 1.3449 \times 10^{-3} (p - p_b)(10^A) \\ &= 0.351956505 + 1.3449 \times 10^{-3} (2634.7 - 2634.7)(10^{-1.611753747}) = 0.351956505 \text{ cp}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}A &= -1.0146 + 1.3322 \log(\mu_{ob}) - 0.4876 [\log(\mu_{ob})]^2 - 1.15036 [\log(\mu_{ob})]^3 \\ &= -1.0146 + 1.3322 \log(0.351956505) - 0.4876 [\log(0.351956505)]^2 - 1.15036 [\log(0.351956505)]^3 \\ &= -1.611753747\end{aligned}$$

- Por Birol Dindoruk y Meter G. Christman., ecuación (30), (31) y (32)

Viscosidad de aceite muerto. $\mu_{OD} = 0.749511091 \text{ cp}$

$$\begin{aligned}\mu_{OD} &= \frac{a_3 T^{a_4} (\log \circ API)^A}{a_5 p_{bp}^{a_6} + a_7 R_{sbp}^{a_8}} \\ &= \frac{(9.36579 \text{ E} + 09)(220)^{-4.194017808} (\log(40.7))^{-10.89097673}}{(-3.1461171 \text{ E} - 09)(2620)^{1.517652716} + (0.0110433654)(768)^{-0.000776880}} \\ &= \frac{0.007871144}{-0.000484807 + 0.010986512} = \frac{0.007871144}{0.010501705} = 0.749511091 \text{ cp}\end{aligned}$$

$$A = a_1 \log(T) + a_2 = (14.505357625) \log(220) + (-44.868655416) = -10.89097673$$

Viscosidad del aceite saturado $\mu_{obp} = 0.274864563 \text{ cp}$

$$\mu_{obp} = A \mu_{OD}^B = 0.335139902(0.749511091)^{0.687638191} = 0.274864563 \text{ cp}$$

$$\begin{aligned}A &= \frac{a_1}{\exp(a_2 R_s)} + \frac{a_3 R_s^{a_4}}{\exp(a_5 R_s)} \\ &= \frac{(1.000000 \text{ E} + 00)}{\exp((4.740729 \text{ E} - 04)(768))} + \frac{(-1.023451 \text{ E} - 02)(768)^{6.600358 \text{ E} - 01}}{\exp((1.075080 \text{ E} - 03)(768))} \\ &= 0.694830055 + (-0.359690152) = 0.335139902\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}B &= \frac{a_6}{\exp(a_7 R_s)} + \frac{a_8 R_s^{a_9}}{\exp(a_{10} R_s)} \\ &= \frac{1.000000 \text{ E} + 00}{\exp((-2.191172 \text{ E} - 05)(768))} + \frac{(-1.660981 \text{ E} - 02)(768)^{4.233179 \text{ E} - 01}}{\exp((-2.273945 \text{ E} - 04)(768))} \\ &= 1.016970593 + (-0.329332401) = 0.687638191\end{aligned}$$

Viscosidad del aceite bajo-saturado $\mu_o = 0.274864563 \text{ cp}$

$$\begin{aligned}\mu_o &= \mu_{obp} + a_6 (p - p_{bp}) 10^A \\ &= 0.274864563 + (0.000063340)(2620 - 2620) 10^{-0.319934253} = 0.274864563 \text{ cp}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}A &= a_1 + a_2 \log \mu_{obp} + a_3 \log R_s + a_4 \mu_{obp} \log R_s + a_5 (p - p_{bp}) \\ &= 0.776644115 + (0.987658646) \log(0.274864563) + (-0.190564677) \log(768) \\ &\quad + (0.009147711)(0.274864563) \log(768) + (-0.000019111)(2620 - 2620) = -0.319934253\end{aligned}$$

Con la correlación de H.D. Beggs y J.R. Robinson se determina el valor de la viscosidad $\mu = 0.332137956 \text{ cp}$.

$$E_r = \left| \frac{\mu_{real} - \mu_{calculado}}{\mu_{real}} \right| \times 100 = \left| \frac{0.373 - 0.332137956}{0.373} \right| \times 100 = 10.95\%$$

Con la correlación de Petrosky y Farshad, se determina el valor de la viscosidad $\mu = 0.351956505$ cp.

$$E_r = \left| \frac{\mu_{real} - \mu_{calculado}}{\mu_{real}} \right| \times 100 = \left| \frac{0.373 - 0.351956505}{0.373} \right| \times 100 = 5.64\%$$

Con la correlación de Birol Dindoruk y Meter G. Christman se determina el valor de la viscosidad $\mu = 0.274864563$ cp.

$$E_r = \left| \frac{\mu_{real} - \mu_{calculado}}{\mu_{real}} \right| \times 100 = \left| \frac{0.373 - 0.274864563}{0.373} \right| \times 100 = 26.31\%$$

En este caso y para un presión de 2620 psig la correlación que más se aproxima es la desarrollada por Petrosky y Farshad, por tanto con esta correlación comparo la exactitud del calculo de la viscosidad por medio de correlaciones con respecto a este análisis PVT. Utilizando los datos de la **TABLA 13. E** y los valores proporcionados por la correlación mencionada, **TABLA 13. F** realizando la comparación realizo la siguiente grafica **Fig. (43)**. Con los datos de la **TABLA 15**.

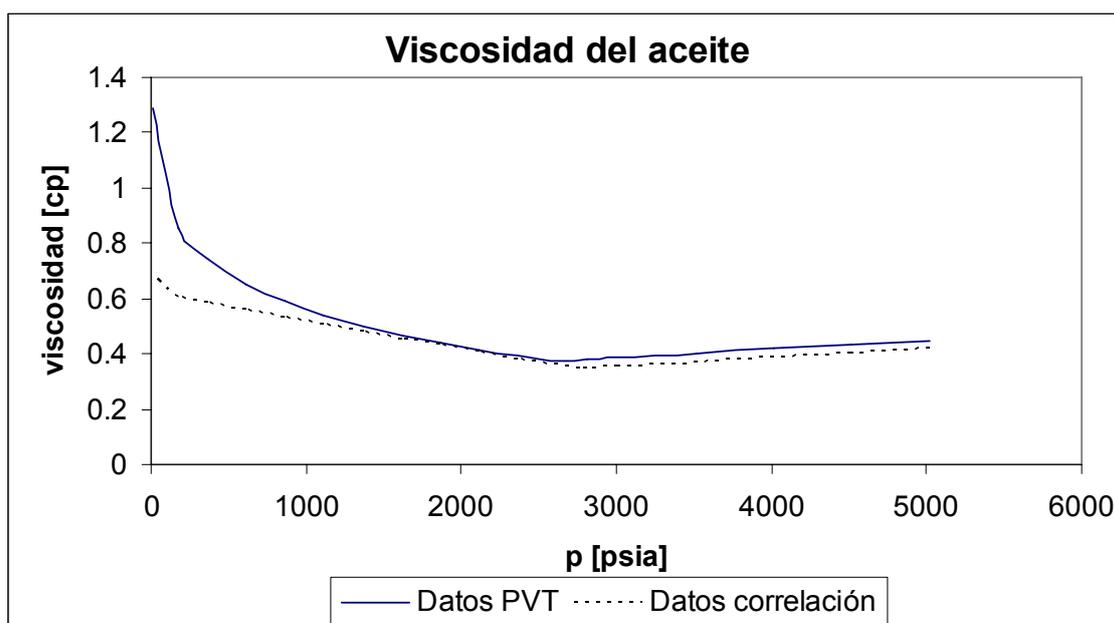


Fig. (47) Comparación de datos obtenidos de μ_o del análisis PVT y la correlación de G.E. Petrosky Jr. Y F. Farshad, para el fluido Good Oil.

PVT p[psig]	PVT p [psia]	Correlación p[psia]	PVT μ [cp]	Correlación μ [cp]	Correlación Rs[ft ³ /Bl]
5000	5014.7	5014.7	0.45	0.425709609	768.560813
4500	4514.7	4514.7	0.434	0.409276954	768.560813
4000	4014.7	4014.7	0.418	0.3928443	768.560813
3500	3514.7	3514.7	0.401	0.376411646	768.560813
3000	3014.7	3014.7	0.385	0.359978992	768.560813
2800	2814.7	2814.7	0.379	0.35340593	768.560813
2620	2634.7	2766	0.373	0.351805389	768.560813
2350	2364.7	2364.7	0.394	0.388064193	644.649881
2100	2114.7	2114.7	0.416	0.412165841	572.156269
1850	1864.7	1864.7	0.44	0.437212674	503.350895
1600	1614.7	1614.7	0.469	0.462974719	438.307749
1350	1364.7	1364.7	0.502	0.489179836	377.108416
1100	1114.7	1114.7	0.542	0.51551645	319.843602
850	864.7	864.7	0.59	0.541637846	266.615135
600	614.7	614.7	0.653	0.567167677	217.538674
350	364.7	364.7	0.742	0.591706103	172.747483
159	173.7	173.7	0.854	0.609526706	141.510644
0	14.7	14.7	1.29	0.697535207	0

TABLA 19- Cálculos comparativos para la determinación de Rs.

4.2) DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES DEL GAS

EJEMPLO 5

Con los datos de la composición de un gas proporcionados en la **TABLA 15** determinar el factor de compresibilidad del gas para una presión de 2000 psia y una temperatura de 180 °F, considerando los efectos de la presencia de no-hidrocarburos en la mezcla.

Componente	Peso molecular	Presión crítica [psia]	Temperatura crítica [°R]	Composición típica (Fracción mol, n_i)
CH ₄ Metano	16.04	668	343	0.8470
C ₂ H ₆ Etano	30.07	708	550	0.0586
C ₃ H ₈ Propano	44.10	616	666	0.0220
i-C ₄ H ₁₀ Iso-butano	58.12	529	735	0.0035
n-C ₄ H ₁₀ Normal butano	58.12	551	765	0.0058
i-C ₅ H ₁₂ Iso-pentano	72.15	490	829	0.0027
n-C ₅ H ₁₂ Normal pentano	72.15	489	845	0.0025
n-C ₆ H ₁₄ Normal exano	86.18	437	913	0.0028
n-C ₇ H ₁₆ Normal eptano	100.20	397	972	0.0028
n-C ₈ H ₁₈ Normal octano	114.23	361	1024	0.0015

n-C ₉ H ₂₀	Normal nonato	128.26	332	1070	0.0018
n-C ₁₀ H ₂₂	Normal decano	142.29	304	1112	0.0015
CO ₂	Dióxido Carbono	44.01	1071	548	0.0130
H ₂ S	Acido sulfhídrico	34.08	1306	672	0.0000
N ₂	Nitrógeno	28.01	493	227	0.0345

TABLA 20- Constantes físicas de los constituyentes comunes de hidrocarburos gaseosos, y una composición típica del gas.⁹²

Solución

Lo primero a realizar para determinar el factor de compresibilidad es determinando las propiedades pseudos-criticas de la mezcla de componentes, ecuación (40) y (41).

$$p_{pc} = \sum_{i=1}^m n_i p_{ci} \qquad T_{pc} = \sum_{i=1}^m n_i T_{ci}$$

Componente	Presión crítica [psia]	Temperatura crítica [°R]	Fracción mol (n _i)	(n _i)*(p _{ci})	(n _i)*(T _{ci})
CH ₄ Metano	668	343	0.8470	565.796	290.521
C ₂ H ₆ Etano	708	550	0.0586	41.4888	32.23
C ₃ H ₈ Propano	616	666	0.0220	13.552	14.652
i-C ₄ H ₁₀ Iso-butano	529	735	0.0035	1.8515	2.5725
n-C ₄ H ₁₀ Normal butano	551	765	0.0058	3.1958	4.437
i-C ₅ H ₁₂ Iso-pentano	490	829	0.0027	1.323	2.2383
n-C ₅ H ₁₂ Normal pentano	489	845	0.0025	1.2225	2.1125
n-C ₆ H ₁₄ Normal exano	437	913	0.0028	1.2236	2.5564
n-C ₇ H ₁₆ Normal eptano	397	972	0.0028	1.1116	2.7216
n-C ₈ H ₁₈ Normal octano	361	1024	0.0015	0.5415	1.536
n-C ₉ H ₂₀ Normal nonato	332	1070	0.0018	0.5976	1.926
n-C ₁₀ H ₂₂ Normal decano	304	1112	0.0015	0.4560	1.668
CO ₂ Dióxido Carbono	1071	548	0.0130	13.9230	7.124
H ₂ S Acido sulfhídrico	1306	672	0.0000	0.0000	0.0000
N ₂ Nitrógeno	493	227	0.0345	17.0085	7.8315

$$p_{pc} = (0.8470)(668) + (0.0586)(708) + (0.0220)(616) + (0.0035)(529) + (0.0058)(551) + (0.0027)(490) + (0.0025)(489) + (0.0028)(437) + (0.0028)(397) + (0.0015)(361) + (0.0018)(332) + (0.0015)(304) + (0.0130)(1071) + (0.0000)(1306) + (0.0345)(493) = 663.2914$$

⁹² DAKE, L. P. *Fundamentals of reservoir engineering*. p.(16)

$$T_{pc} = (0.8470)(343) + (0.0586)(550) + (0.0220)(666) + (0.0035)(735) + (0.0058)(765) + (0.0027)(829) + (0.0025)(845) + (0.0028)(913) + (0.0028)(972) + (0.0015)(1024) + (0.0018)(1070) + (0.0015)(1112) + (0.0130)(548) + (0.0000)(672) + (0.0345)(227) = 374.1268$$

Una vez obtenida la presión y la temperatura pseudos-críticas de la mezcla se procede a realizar la corrección para calcular las propiedades pseudo-reducidas por presencias de no hidrocarburos. Utilizando las ecuaciones (47) y (48).

$$T_{pc1} = A(T_{pc}) + 227.3y_{N_2} + 547.6y_{CO_2} + 672.4227.3y_{H_2S}$$

$$P_{pc1} = A(P_{pc}) + 493.0y_{N_2} + 1071y_{CO_2} + 1306y_{H_2S}$$

Con los datos: $T_{pc}=374.1268$, $p_{pc}=663.2914$, $y_{N_2} = 0.0345$, $y_{CO_2} = 0.0130$, $y_{H_2S} = 0.0000$ se calcula el factor coeficiente A, T_{pc1} y p_{pc1} .

$$A = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}) = (1 - 0.0345 - 0.0130 - 0.0) = 0.9525$$

Sustituyendo el coeficiente A en las ecuaciones (47) y (48) respectivamente se obtienen los siguientes valores:

$$\begin{aligned} T_{pc1} &= A(T_{pc}) + 227.3y_{N_2} + 547.6y_{CO_2} + 672.4y_{H_2S} \\ &= 0.9525(374.1268) + 227.3(0.0345) + 547.6(0.0130) + 672.4(0.0) \\ &= 371.3164 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{pc1} &= A(P_{pc}) + 493.0y_{N_2} + 1071y_{CO_2} + 1306y_{H_2S} \\ &= 0.9525(663.2839) + 493.0(0.0345) + 1071(0.0130) + 1306(0.0) \\ &= 662.7094 \end{aligned}$$

Utilizando la ecuación (49) se obtiene el factor de corrección determinado por Wichert-Azis.

$$\begin{aligned} CWA &= 120(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6} + 15(y_{H_2S})^{0.5} - (y_{H_2S})^4 \\ &= 120(0.0130 + 0.0)^{0.9} - (0.0130 + 0.0)^{1.6} + 15(0.0)^{0.5} - (0.0)^4 \\ &= 2.4074 \end{aligned}$$

Con los valores determinados y el uso de las ecuaciones (50) y (51) se determinan las propiedades pseudos-reducidas corregidas por la presencia de no hidrocarburos en la mezcla gaseosa.

$$T_{pc}^* = T_{pc1} - CWA = 371.3164 - 2.4074 = 368.9090$$

$$p_{pc}^* = \frac{(p_{pc1})(T_{pc}^*)}{T_{pc1} + (y_{H_2S})(1 - y_{H_2S})CWA} = \frac{(662.7094)(368.9090)}{371.3164 + (0.0)(1 - 0.0)2.4074} = 658.4128$$

Con estos valores corregidos se calcula de manera normal las propiedades pseudo-reducidas utilizando las ecuaciones (52) y (53).

$$T_{pr} = \frac{T_R + 460}{T_{pc}} = \frac{180 + 460}{368.9090} = 1.7348$$

$$p_{pr} = \frac{p_R}{p_{pc}} = \frac{2000}{658.4128} = 3.0376$$

Con las propiedades pseudo-reducidas de la mezcla de gas se puede calcular el factor de compresibilidad Z por medio de un proceso iterativo utilizando la correlación desarrollada por Dranchuck-Abou-Kassem ecuación (60).

Este calculo del factor de compresibilidad del gas se realiza de manera iterativa suponiendo un valor de Z y con los valores calculados de presión y temperatura pseudo-reducida se determina un valor de la densidad reducida, posteriormente se substituyen los valores de densidad reducida y temperatura reducida para obtener un valor de Z , se compara con el valor supuesto y si la diferencia en valor absoluto no es menor o igual a 0.0001 se substituye la Z calculada por el valor de la Z supuesta repitiendo el procedimiento hasta obtener la tolerancia deseada.

Comienzo los cálculos suponiendo un valor de $Z=0.7$, $T_{pr}=1.7348$, $p_{pr}=3.0376$

$$\rho_r = Z_c \left(\frac{p_{pr}}{Z T_{pr}} \right) = 0.27 \left(\frac{3.0376}{(0.7)(1.7348)} \right) = 0.6754$$

$$Z = 1 + \left[A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \right] \rho_r + \left[A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right] \rho_r^2 - A_9 \left[\frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right] \rho_r^5 + A_{10} \left(1 + A_{11} \rho_r^2 \right) \left(\frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \right) \exp(-A_{11} \rho_r^2)$$

$$\begin{aligned} Z &= 1 + \left[0.3265 + \frac{-1.0700}{(1.7348)} + \frac{-0.5339}{(1.7348)^3} + \frac{0.01569}{(1.7348)^4} + \frac{-0.05165}{(1.7348)^5} \right] (0.6754) + \\ &\left[0.5475 + \frac{-0.7361}{(1.7348)} + \frac{0.1844}{(1.7348)^2} \right] (0.6754)^2 - 0.1056 \left[\frac{-0.7361}{(1.7348)} + \frac{0.1844}{(1.7348)^2} \right] (0.6754)^5 + \\ &0.6134 \left(1 + 0.7210(0.6754)^2 \right) \left(\frac{(2.5014)^2}{(1.7348)^3} \right) \exp(-0.7210((0.6754)^2)) \\ &= 0.87457 \end{aligned}$$

$Diferencia = |Z_{sup} - Z_{calc}| = |0.7 - 0.87457| = 0.17457 > tolerancia$ por tanto se itera de nuevo, cambiando los valores de Z_{sup} por el valor de Z_{calc} y el de la densidad reducida.

$$\rho_r = 0.27 \left(\frac{3.0376}{(0.87457)(1.7348)} \right) = 0.54057$$

$$\begin{aligned} Z &= 1 + \left[0.3265 + \frac{-1.0700}{(1.7348)} + \frac{-0.5339}{(1.7348)^3} + \frac{0.01569}{(1.7348)^4} + \frac{-0.05165}{(1.7348)^5} \right] (0.54057) + \\ &\left[0.5475 + \frac{-0.7361}{(1.7348)} + \frac{0.1844}{(1.7348)^2} \right] (0.54057)^2 - 0.1056 \left[\frac{-0.7361}{(1.7348)} + \frac{0.1844}{(1.7348)^2} \right] (0.54057)^5 + \\ &0.6134 \left(1 + 0.7210(0.54057)^2 \right) \left(\frac{(2.5014)^2}{(1.7348)^3} \right) \exp(-0.7210((0.54057)^2)) \\ &= 0.87627 \end{aligned}$$

$Diferencia = |Z_{sup} - Z_{calc}| = |0.87457 - 0.87627| = 0.0017 > tolerancia$ por tanto se itera de nuevo, cambiando los valores de Z_{sup} por el valor de Z_{calc} y el de la densidad reducida.

Con la tercera iteración:

$$\rho_r = 0.27 \left(\frac{3.0376}{(0.87627)(1.7348)} \right) = 0.53952$$

$$\begin{aligned} Z &= 1 + \left[0.3265 + \frac{-1.0700}{(1.7348)} + \frac{-0.5339}{(1.7348)^3} + \frac{0.01569}{(1.7348)^4} + \frac{-0.05165}{(1.7348)^5} \right] (0.53952) + \\ &\left[0.5475 + \frac{-0.7361}{(1.7348)} + \frac{0.1844}{(1.7348)^2} \right] (0.53952)^2 - 0.1056 \left[\frac{-0.7361}{(1.7348)} + \frac{0.1844}{(1.7348)^2} \right] (0.53952)^5 + \\ &0.6134 \left(1 + 0.7210(0.53952)^2 \right) \left(\frac{(2.5014)^2}{(1.7348)^3} \right) \exp(-0.7210((0.53952)^2)) \\ &= 0.87633 \end{aligned}$$

Diferencia = $|Z_{\text{sup}} - Z_{\text{calc}}| = |0.87627 - 0.87633| = 0.00006 < \text{tolerancia}$ por tanto este valor de $Z=0.87633$ es el considerado como el idóneo.

ELEMPLO 6

Calcular el factor de desviación Z de un gas seco con una densidad de 0.7 a una presión de yacimiento de 2,500 psia y una temperatura de yacimiento de 180 °F.⁹³

Cuando no se tiene la composición del gas para determinar el valor de compresibilidad Z , se puede determinar, por medio de la densidad relativa de la mezcla, en este caso por tratarse de un gas seco, es por medio de las ecuaciones (44) y (45) que se determinan la temperatura y presión pseudo-criticas.

$$T_{pc} = 168 + 325(\gamma_g) - 12.5(\gamma_g)^2 = 168 + 325(0.7) - 12.5(0.7) = 389.3750$$

$$P_{pc} = 677 + 15.0(\gamma_g) - 37.5(\gamma_g)^2 = 677 + 15.0(0.7) - 37.5(0.7) = 669.125$$

⁹³ MIAN, A. M. *Petroleum engineering* p.(85)

Una vez calculadas las propiedades pseudo- críticas con las ecuaciones (52) y (53) se determinan las propiedades pseudo-reducidas.

$$T_{pr} = \frac{T_R + 460}{T_{pc}} = \frac{180 + 460}{389.3750} = 1.643660$$

$$p_{pr} = \frac{p_R}{p_{pc}} = \frac{2500}{669.125} = 3.736223$$

Ya determinadas las propiedades pseudo-reducidas se calcula el valor del factor de compresibilidad Z por medio de la correlación desarrollada por Dranchuck-Abou-Kassem ecuación (60).

Comienzo los cálculos suponiendo un valor de $Z=0.7$, $T_{pr}=1.643660$, $p_{pr}=3.736223$.

$$\rho_r = Z_c \left(\frac{p_{pr}}{Z T_{pr}} \right) = 0.27 \left(\frac{3.736223}{(0.7)(1.643660)} \right) = 0.876772$$

$$Z = 1 + \left[A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \right] \rho_r + \left[A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right] \rho_r^2 - A_9 \left[\frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right] \rho_r^5 + A_{10} \left(1 + A_{11} \rho_r^2 \right) \left(\frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \right) \exp(-A_{11} \rho_r^2)$$

$$\begin{aligned} Z &= 1 + \left[0.3265 + \frac{-1.0700}{(1.64366)} + \frac{-0.5339}{(1.64366)^3} + \frac{0.01569}{(1.64366)^4} + \frac{-0.05165}{(1.64366)^5} \right] (0.876772) + \\ &\left[0.5475 + \frac{-0.7361}{(1.64366)} + \frac{0.1844}{(1.64366)^2} \right] (0.876772)^2 - 0.1056 \left[\frac{-0.7361}{(1.64366)} + \frac{0.1844}{(1.64366)^2} \right] (0.876772)^5 + \\ &0.6134 \left(1 + 0.7210(0.876772)^2 \right) \left(\frac{(2.5014)^2}{(1.64366)^3} \right) \exp(-0.7210((0.876772)^2)) \\ &= 0.85278 \end{aligned}$$

$Diferencia = |Z_{sup} - Z_{calc}| = |0.7 - 0.85278| = 0.152782 > tolerancia$ por tanto se itera de nuevo, cambiando los valores de Z_{sup} por el valor de Z_{calc} y el de la densidad reducida.

Con la segunda iteración:

$$\rho_r = Z_c \left(\frac{P_{pr}}{ZT_{pr}} \right) = 0.27 \left(\frac{3.736223}{(0.85278)(1.643660)} \right) = 0.71969$$

$$\begin{aligned} Z &= 1 + \left[0.3265 + \frac{-1.0700}{(1.64366)} + \frac{-0.5339}{(1.64366)^3} + \frac{0.01569}{(1.64366)^4} + \frac{-0.05165}{(1.64366)^5} \right] (0.71969) + \\ &\left[0.5475 + \frac{-0.7361}{(1.64366)} + \frac{0.1844}{(1.64366)^2} \right] (0.71969)^2 - 0.1056 \left[\frac{-0.7361}{(1.64366)} + \frac{0.1844}{(1.64366)^2} \right] (0.71969)^5 + \\ &0.6134 \left(1 + 0.7210(0.71969)^2 \right) \left(\frac{(2.5014)^2}{(1.64366)^3} \right) \exp(-0.7210((0.71969)^2)) \\ &= 0.84069 \end{aligned}$$

$Diferencia = |Z_{sup} - Z_{calc}| = |0.85278 - 0.84069| = 0.012089 > tolerancia$ por tanto se itera de nuevo, cambiando los valores de Z_{sup} por el valor de Z_{calc} y el de la densidad reducida.

Con la tercera iteración:

$$\rho_r = Z_c \left(\frac{P_{pr}}{ZT_{pr}} \right) = 0.27 \left(\frac{3.736223}{(0.84069)(1.643660)} \right) = 0.73004$$

$$\begin{aligned} Z &= 1 + \left[0.3265 + \frac{-1.0700}{(1.64366)} + \frac{-0.5339}{(1.64366)^3} + \frac{0.01569}{(1.64366)^4} + \frac{-0.05165}{(1.64366)^5} \right] (0.73004) + \\ &\left[0.5475 + \frac{-0.7361}{(1.64366)} + \frac{0.1844}{(1.64366)^2} \right] (0.73004)^2 - 0.1056 \left[\frac{-0.7361}{(1.64366)} + \frac{0.1844}{(1.64366)^2} \right] (0.73004)^5 + \\ &0.6134 \left(1 + 0.7210(0.73004)^2 \right) \left(\frac{(2.5014)^2}{(1.64366)^3} \right) \exp(-0.7210((0.73004)^2)) \\ &= 0.84091 \end{aligned}$$

$Diferencia = |Z_{sup} - Z_{calc}| = |0.84069 - 0.84091| = 0.00021 > tolerancia$ por tanto se itera de nuevo, cambiando los valores de Z_{sup} por el valor de Z_{calc} y el de la densidad reducida.

Con la cuarta iteración:

$$\rho_r = Z_c \left(\frac{P_{pr}}{ZT_{pr}} \right) = 0.27 \left(\frac{3.736223}{(0.84091)(1.643660)} \right) = 0.72985$$

$$\begin{aligned}
Z &= 1 + \left[0.3265 + \frac{-1.0700}{(1.64366)} + \frac{-0.5339}{(1.64366)^3} + \frac{0.01569}{(1.64366)^4} + \frac{-0.05165}{(1.64366)^5} \right] (0.72985) + \\
&\left[0.5475 + \frac{-0.7361}{(1.64366)} + \frac{0.1844}{(1.64366)^2} \right] (0.72985)^2 - 0.1056 \left[\frac{-0.7361}{(1.64366)} + \frac{0.1844}{(1.64366)^2} \right] (0.72985)^5 + \\
&0.6134 \left(1 + 0.7210(0.72985)^2 \right) \left(\frac{(2.5014)^2}{(1.64366)^3} \right) \exp(-0.7210((0.72985)^2)) \\
&= 0.84090
\end{aligned}$$

$Diferencia = |Z_{sup} - Z_{calc}| = |0.84091 - 0.84090| = 0.00001 < tolerancia$ por tanto este valor de $Z=0.84090$ es el considerado como el idóneo.

EJEMPLO 7

Determinar las propiedades pseudo-reducidas para un gas seco con una densidad de 0.75 (aire=1) si la temperatura y presión de yacimiento son de 250 °F y 7500 psia, respectivamente, considerar la presencia de contaminantes. Los contaminantes reportados son $H_2S = 5\%$, $N_2 = 2\%$ y $CO_2 = 3\%$.⁹⁴

Como no se tiene la composición del gas es necesario usar las ecuaciones: (44) y (45) para determinar la temperatura y presión pseudo-criticas, pero como se existe presencia de contaminantes se usa la ecuación (46) para corregir la densidad relativa.

$$A = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}) = (1 - 0.02 - 0.03 - 0.05) = 0.9$$

$$\begin{aligned}
\gamma_{hc} &= \frac{\gamma_g - 0.9672y_{N_2} - 1.5195y_{CO_2} - 1.1765y_{H_2S}}{A} \\
&= \frac{0.75 - 0.9672(0.02) - 1.5195(0.03) - 1.1765(0.05)}{0.9} = \frac{0.626246}{0.9} = 0.6959
\end{aligned}$$

⁹⁴ MIAN, M.A. *Petroleum engineering*. p.(80)

Este valor γ_{hc} es substituido por γ_g para calcular las propiedades pseudo-criticas.

$$T_{pc} = 168 + 325(\gamma_g) - 12.5(\gamma_g)^2 = 168 + 325(0.6959) - 12.5(0.6959)^2 = 388.1140$$

$$p_{pc} = 677 + 15.0(\gamma_g) - 37.5(\gamma_g)^2 = 677 + 15.0(0.6959) - 37.5(0.6959)^2 = 669.2781$$

Con los datos: $T_{pc}=388.1140$, $p_{pc}=669.2781$, $y_{N_2} = 0.02$, $y_{CO_2} = 0.03$, $y_{H_2S} = 0.05$ se calcula T_{pc1} y p_{pc1} , ecuación (47) y (49)

$$\begin{aligned} T_{pc1} &= A(T_{pc}) + 227.3y_{N_2} + 547.6y_{CO_2} + 672.4y_{H_2S} \\ &= 0.9(388.1140) + 227.3(0.02) + 547.6(0.03) + 672.4(0.05) = 403.8966 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} p_{pc1} &= A(p_{pc}) + 493.0y_{N_2} + 1071y_{CO_2} + 1306y_{H_2S} \\ &= 0.9(669.2781) + 493.0(0.02) + 1071(0.03) + 1306(0.05) = 709.6484 \end{aligned}$$

Utilizando la ecuación (49) se obtiene el factor de corrección determinado por Wichert-Azis.

$$\begin{aligned} CWA &= 120(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6} + 15(y_{H_2S})^{0.5} - (y_{H_2S})^4 \\ &= 120(0.03 + 0.05)^{0.9} - (0.03 + 0.05)^{1.6} + 15(0.05)^{0.5} - (0.05)^4 \\ &= 15.6949 \end{aligned}$$

Con los valores determinados y el uso de las ecuaciones (50) y (51) se determinan las propiedades pseudos-reducidas corregidas por la presencia de no hidrocarburos en la mezcla gaseosa.

$$T_{pc}^* = T_{pc1} - CWA = 403.8966 - 15.6949 = 388.2007$$

$$p_{pc}^* = \frac{(p_{pc1})(T_{pc}^*)}{T_{pc1} + (y_{H_2S})(1 - y_{H_2S})CWA} = \frac{(709.6484)(388.2007)}{403.8966 + (0.05)(1 - 0.05)15.6949} = 680.8140$$

Con estos valores corregidos se calcula de manera normal las propiedades pseudo-reducidas utilizando las ecuaciones (52) y (53).

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} = \frac{250 + 460}{388.2007} = 1.753768$$

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} = \frac{7500}{680.8140} = 11.016225$$

4.3) IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON FLUIDOS, POR MEDIO DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

EJEMPLO 8

En la **Fig. (48.a)** y **Fig. (48.b)** se muestra la combinación de registros geofísicos de pozos para determinar zonas con fluidos, en la **Fig. (48.a)** analizando los registros litológicos se observa que están los registros de rayos gama y el de potencial espontáneo con los cuales se observan cuatro posibles zonas de interés, ya que muestran cuatro zonas permeables, basándome en la curva del registro de rayos gamma ya que este muestra la respuesta a la radioactividad natural de la roca y por tanto es más confiable que el de potencial espontáneo, posteriormente en la misma figura se analiza el registro de resistividad con el cual indica que en la primera zona de interés puede existir la presencia de hidrocarburos debido a la alta resistividad que se indica a esa profundidad, de la misma manera en la segunda zona de interés puede haber presencia de hidrocarburos debido a la alta resistividad, en la tercera zona de interés se observa que en la parte superior de esta zona la resistividad de la zona no invadida es alta en comparación con la resistividad de la zona invadida por lo que puede haber presencia de hidrocarburos mientras en la parte inferior de esta zona la resistividad de la zona invadida es mucho menor que la zona lavada por lo que existe la presencia de agua y en esta tercera zona de interés se puede tener un contacto agua hidrocarburo, de esta misma manera se observa en la cuarta zona de interés en la parte superior de esta zona se observa la posible presencia de hidrocarburo mientras que en la parte inferior de esta zona puede haber presencia de agua, debido a que la resistividad de la zona no invadida es menor que la resistividad de la zona invadida.

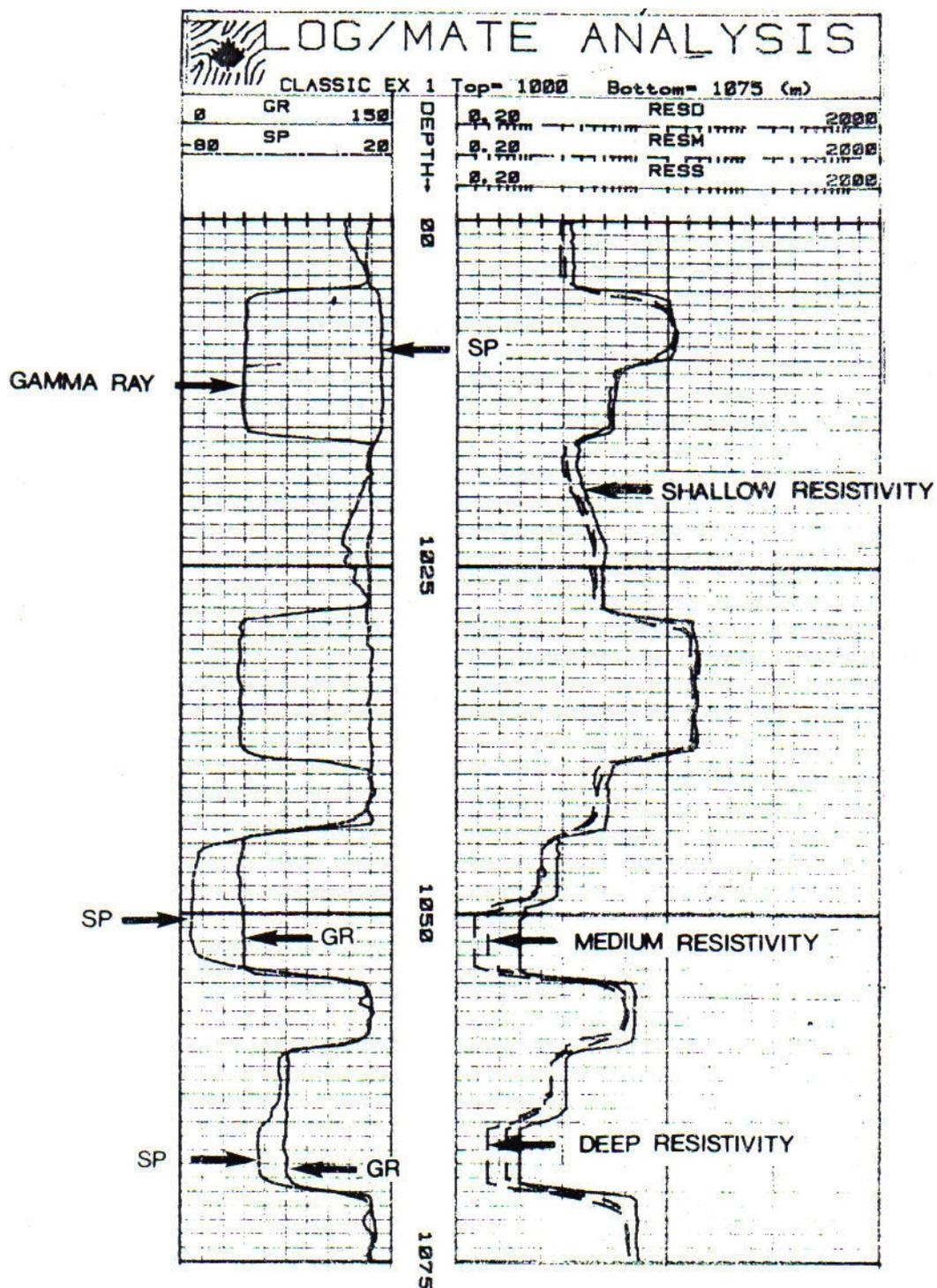


Fig. (48.a) Determinación de zonas de fluidos por medio de la combinación de registros geofísicos de pozos.⁹⁵

⁹⁵ CRAIN, E. R. *Quantitative log analysis methods*. p.(64)

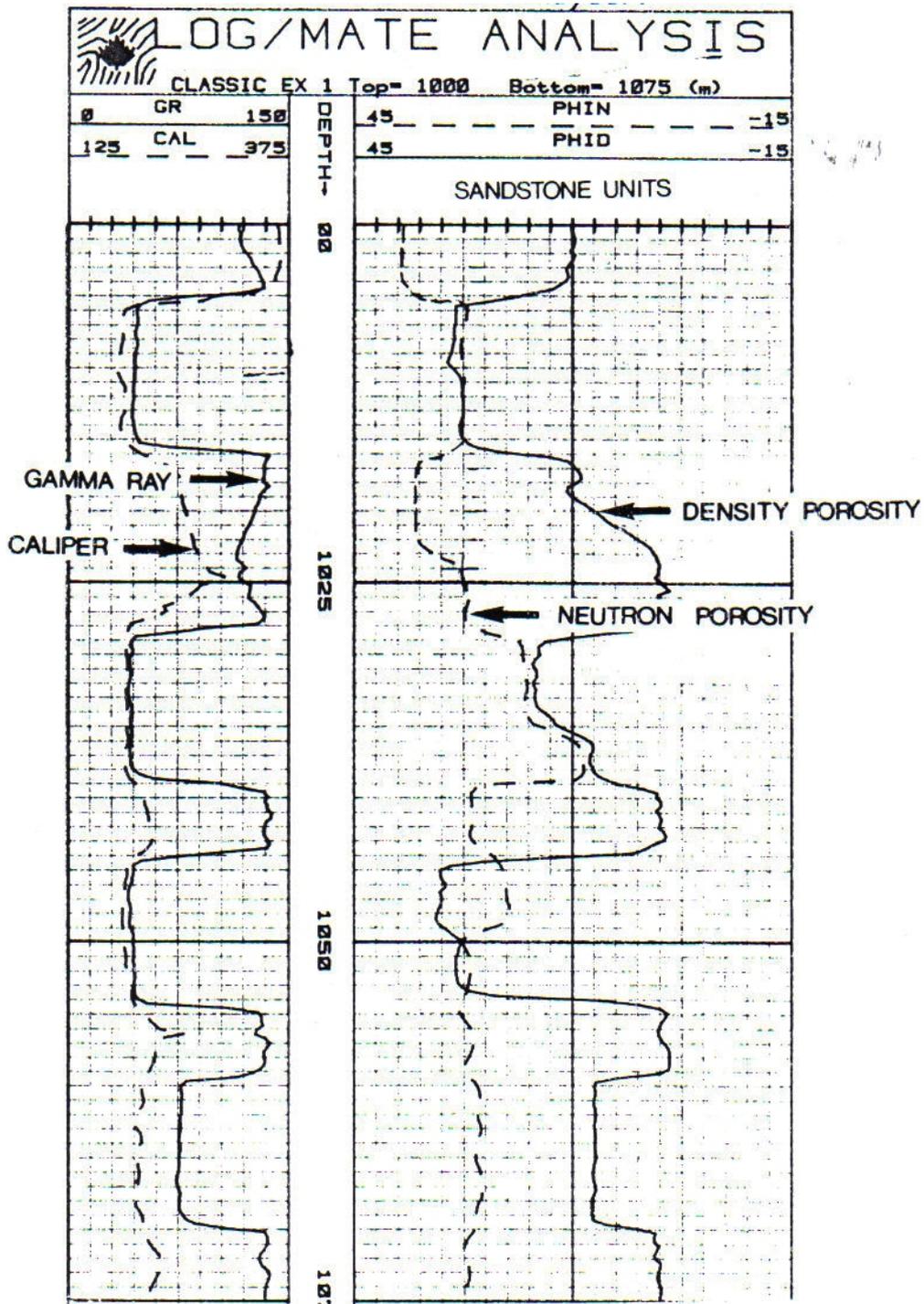


Fig. (48.b) Determinación de zonas de fluidos por medio de la combinación de registros geofísicos de pozos.⁹⁶

Una vez analizada la Fig. (48.a) y determinar posibles zonas de agua y de hidrocarburo, procedo a determinar si el hidrocarburo presente esta en fase

⁹⁶ CRAIN, E. R. *Quantitative log analysis methods*. p.(66)

líquida o fase gaseosa con la combinación de registros de densidad y neutrón **Fig. (48.b)** en la primer zona que había determinado la presencia de hidrocarburos con la combinación de registros de porosidad determino que el hidrocarburo se encuentra en fase líquida, pero se podría tratar de un aceite ligero dada a la tendencia del registro de porosidad y neutrón a separarse en la parte superior de esta zona. En la segunda zona de interés no hay presencia de hidrocarburos debido a que no se cruzan las curvas de los registros de porosidad el de densidad y neutrón, en la tercer zona de interés se encuentra que en la parte superior de esta zona el hidrocarburo encontrado esta en fase gaseosa debido a que el registro neutrón disminuye un poco en valor de porosidad, mientras que el registro densidad aumenta el valor en porosidad en ese mismo intervalo y se curan las curvas, pero en la parte inferior de esta zona se observa que hay un líquido por tanto en esta zona se tiene gas y agua determinándose también el contacto gas agua, por ultimo en la cuarta zona de interés analizando el comportamiento de los registros de porosidad se determina que no existe presencia de hidrocarburos, la alta resistividad de esta zona se pudo deber a la baja porosidad y por tanto menor presencia de fluido conductivo, por lo que la resistividad es alta, por tanto esta zona no es de interés.

Como se observa la **Fig. (48.c)** en este ejemplo solo se determinan dos zonas de interés, la primer zona con contenido de hidrocarburo líquido y la segunda zona con contenido de gas en la parte superior de esta zona y en la parte inferior de esta misma zona con agua.

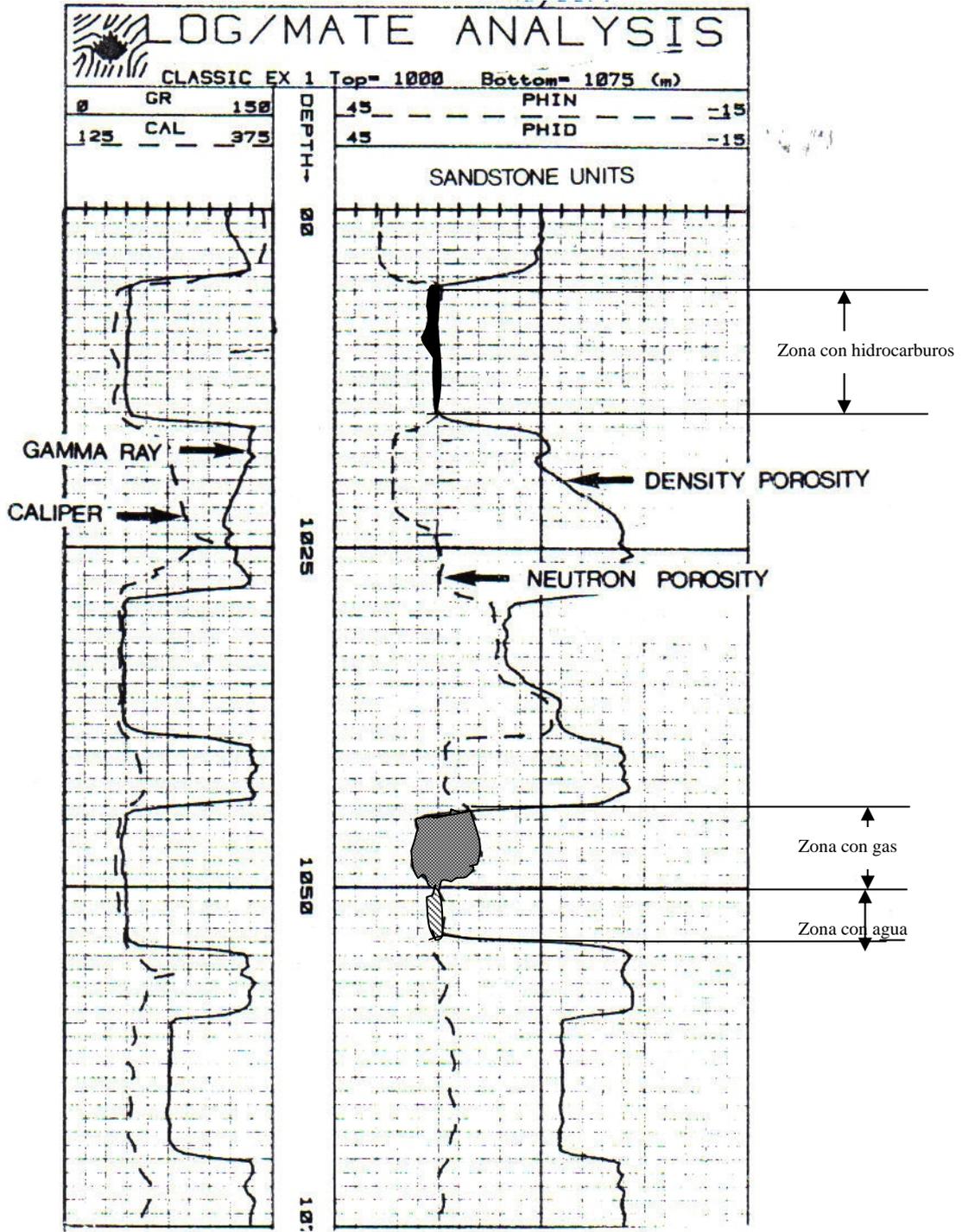


Fig. (48.c) Identificación de zonas de interés por la combinación de registros litológicos, de resistividad y de porosidad.

5) CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conocer propiedades de los hidrocarburos es de vital importancia para el desarrollo de un campo petrolero, para determinar instalaciones superficiales (producción de aceite y gas) para la recuperación del hidrocarburo, entre otros aspectos en los que interviene una inversión económica, una ganancia o rentabilidad de un proyecto y el aprovechamiento de recursos naturales limitados.

Las propiedades, así como la o las fases de los hidrocarburos, están determinadas por la composición de la mezcla, de esta manera para interpretar el comportamiento del hidrocarburo es necesario comprender la composición de la mezcla, ya que una misma fase se comportará de manera muy diferente a cambios de presión como en los yacimientos de gas y condensado, gas húmedo y gas seco, que a una condición de presión y temperatura, los tres tipos de fluidos mencionados en un yacimiento se pueden encontrar en fase gaseosa.

Al disminuir la presión presentarán un comportamiento muy diferente, tanto en el yacimiento como en la superficie, así como los yacimientos de aceite negro y aceite volátil, que pueden estar presentes en fase líquida a cierta condición de presión y temperatura, pero al disminuir la presión la cantidad de gas que liberará será extremadamente diferente.

Las propiedades de los hidrocarburos pueden ser determinadas por diferentes formas, pero estas formas pueden implicar una mayor o menor inversión económica y un mayor o menor tiempo de respuesta, lo principal es poder determinar las propiedades por más de una forma, ya que de lo contrario significaría que se está condicionado a aceptar un resultado sin tener una forma o medio de comparar la representatividad de los valores obtenidos de las propiedades.

Es importante que por medio de datos de campo se pueda determinar el comportamiento de las propiedades de los hidrocarburos como lo es por medio de correlaciones y no tener que depender de un software costoso que solo pide la entrada de datos y no es necesario saber que operaciones realiza con los datos para darnos un resultado.

El desarrollo de correlaciones es un apoyo para determinar las propiedades de los hidrocarburos a diferentes condiciones de presión y temperatura, además de que pueden ser usadas en yacimientos que comienzan a ser interpretados y no garantizan la recuperación de la inversión para un estudio PVT. La mayoría de las correlaciones han sido desarrolladas en base a los mismos conceptos (o correlaciones ya desarrolladas), ya que sólo cambian coeficientes o agregan un parámetro diferente para mejorar la precisión de los valores obtenidos con las correlaciones.

Las correlaciones aunque parezcan ecuaciones grandes de muchos coeficientes son de fácil manejo ya que pueden ser elaborados algoritmos en programas de computo que se encuentran en cualquier computadora para el calculo de propiedades, también pueden ser programadas las correlaciones en ciertas calculadoras. Con el uso de correlaciones se observan fácilmente algunas dependencias entre las condiciones y composición en que se encuentre el hidrocarburo.

No hay que olvidar que las correlaciones son ecuaciones empíricas que han sido desarrolladas en función de datos experimentales, por tanto los resultados obtenidos por medio de correlaciones serán aproximados a los datos verdaderos; sin embargo, no deja de ser una herramienta como otras, que si son usadas correctamente, sirven para determinar de manera no costosa rápida y confiable propiedades de los hidrocarburos.

El uso de correlaciones comparadas con un análisis PVT mostró errores relativos absolutos de un 0.03% hasta un 6.68%, para la determinación del factor de volumen del aceite en el ejemplo 2, lo que es aceptable por el tiempo que llevó obtener los resultados y la inversión económica que implico;

observando los demás ejemplos se tuvo buena aproximación en los cálculos de propiedades, excepto con el factor de volumen del aceite, con la correlación desarrollada por Birol Dindoruk y Meter G. Christman que mostró un comportamiento muy diferente con respecto al reportado por el análisis PVT, mientras que las correlaciones desarrolladas por G.E. Petrosky Jr. Y F. Farshad determinaron de una manera más representativa las propiedades del hidrocarburo, a pesar de ser una correlación desarrollada con menos coeficientes. De esta manera, una correlación puede ser usada también con fines académicos, para determinar propiedades de los hidrocarburos.

La identificación de tipo de fluido de un yacimiento es vital para determinar el comportamiento en superficie y en el yacimiento del fluido con esta identificación es posible conocer si la cantidad de aceite en superficie será fuertemente predominante con respecto a la cantidad de gas, o bien, si la cantidad de gas será fuertemente predominante (o total en yacimientos de gas seco) con respecto a la del aceite, lo que ayudará al diseño de las instalaciones superficiales en un campo petrolero.

La aproximación de los valores obtenidos con respecto al valor de una prueba PVT y una correlación, dependerán del tipo de fluido, los tipos de correlaciones escogidas, en algunos casos el tipo de prueba PVT seleccionada (si se trata de un yacimiento de aceite volátil); por tanto, es importante que la correlación que se escoja para determinar propiedades de los hidrocarburos sea acorde con el tipo de fluido usado para el desarrollo de la misma, ya que no siempre, que una correlación tenga más coeficientes representará de mejor forma el comportamiento del hidrocarburo; además, la selección de una correlación u otra depende de los datos disponibles.

Algunos de los cálculos en la ingeniería de yacimientos son necesario tenerlos a condiciones de yacimientos y deben ser obtenidos por medio de los datos reportados de la prueba de separación y no por los reportados de otra prueba PVT, ya que estos valores no corresponden a las condiciones de separación que se tengan; de esta manera, los valores obtenidos por una prueba PVT deben de ser ajustados a las presiones y etapas de separación.

Es fundamental el saber que el ingeniero cuenta con muchas herramientas para poder realizar un trabajo o proyecto, pero la elección de la herramienta a usar y el resultado, dependen fundamentalmente del análisis del problema a resolver, y éste solo se puede realizar si se han comprendido los conceptos, desde básicos hasta complejos, implicados en este problema; por tanto, se recomienda que para resolver un problema, se comience analizándolo antes de seleccionar un herramienta que ayude a resolverlo, ya que si se selecciona una herramienta no adecuada a las necesidades del problema, por muchos coeficientes que contenga, no ayudará a resolverlo de forma óptima.

La identificación con registros geofísicos de pozos, de zonas con fluidos en un yacimiento petrolero, es posible determinarla de forma rápida y cualitativa por medio de los tres tipos de registros mencionados; pero para una determinación aproximada de cantidades de fluidos, deben de realizarse pruebas más completas a un yacimiento.

Para una manera más fácil de interpretación de registros, se recomienda que primero se analicen los registros litológicos, en los que al identificar zonas permeables, se determinarán posibles zonas de interés, posteriormente analizar los registros de porosidad (neutrón y densidad), ya que por el comportamiento de las curvas o registros se pueden identificar zonas con gas y zonas con contenidos de fluidos en las zonas de interés identificadas. Por último, en las zonas que se determina la presencia de fluidos, identificar con los registros de resistividad, si el fluido es agua salada (resistividad baja) o hidrocarburo líquido (alta resistividad); así, las zonas con contenido de gas, deben de presentar una alta resistividad, esto para corroborar lo interpretado en los registro de porosidad.

ANEXOS

ANEXO 1

La composición química del aceite es compleja y un completo y detallado análisis no esta disponible. Entre las series de hidrocarburos, componiendo el gas natural y el aceite están las parafinas, con una composición química de la forma (C_nH_{2n+2}) , hidrocarburos cíclicos tales como naftenos (C_nH_{2n}) y aromáticos (C_nH_{2n-6}) . Las impurezas asociadas con el petróleo comprenden nitrógeno, dióxido de carbono, y ácido sulfhídrico. El agua esta casi siempre presente en la formación y puede tener una influencia marcada en las características de producción del yacimiento y de los pozos productores.¹

Las principales series de hidrocarburos encontradas en el petróleo son:²

- Parafinas (también llamados hidrocarburos saturados o alcanos) con la formula (C_nH_{2n+2}) . Éstos compuestos son químicamente estables y están tanto en línea recta o cadenas ramificadas. Las cadenas ramificadas son llamadas isomeros. Todos los aceites contienen algo de parafinas, particularmente como los constituyentes más volátiles (bajo punto de ebullición). Algunos de los primeros miembros de esta serie se muestran en la **Fig. (49)**.

La diferencia en la **Fig. (49)** del iso-butano y el normal-butano es la manera en que los átomos de carbono son arreglados, este es el único isomero posible para el C_4 , pero las combinaciones atómicas posibles incrementan con el número de ramificaciones, existiendo más isomeros posibles.

¹ NIND, T.E.W. *Hydrocarbon reservoir and well performance*. p.(1)

² GATLIN, Carl. *Petroleum Engineering; Drilling and well completions*. p.(1)

- Las cicloparafinas (naftenos) tienen como fórmula general (C_nH_{2n}) , estos componentes tienen una estructura de anillo. El miembro más simple es el ciclopropano. Los miembros típicos de este grupo se muestran en la **Fig. (50)**

Abreviación	Formula	Estructura química	Nombre
C_1	CH_4	$\begin{array}{c} H \\ \\ H - C - H \\ \\ H \end{array}$	Metano
C_2	C_2H_6	$\begin{array}{c} H \quad H \\ \quad \\ H - C - C - H \\ \quad \\ H \quad H \end{array}$	Etano
C_3	C_3H_8	$\begin{array}{c} H \quad H \quad H \\ \quad \quad \\ H - C - C - C - H \\ \quad \quad \\ H \quad H \quad H \end{array}$	Propano
C_4	C_4H_{10}	$\begin{array}{c} H \quad H \quad H \quad H \\ \quad \quad \quad \\ H - C - C - C - C - H \\ \quad \quad \quad \\ H \quad H \quad H \quad H \end{array}$	Normal Butano
iC_4	C_4H_{10}	$\begin{array}{c} H \quad H \quad H \\ \quad \quad \\ H - C - C - C - H \\ \quad \quad \\ H \quad \quad H \\ \\ H - C - H \\ \\ H \end{array}$	Iso-Butano

Fig. (49) Primeros miembros de las series de parafinas.

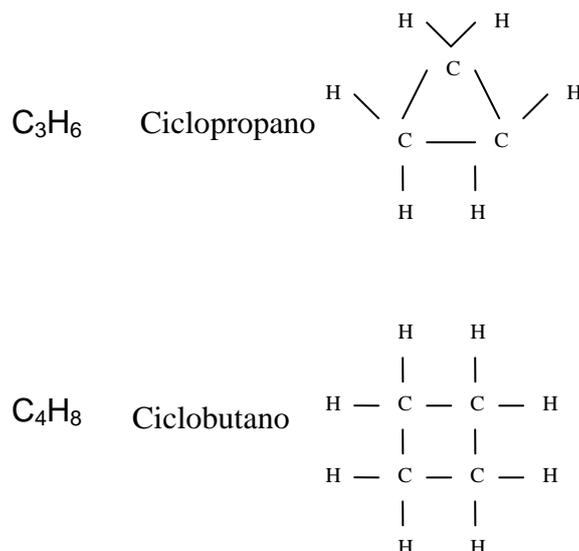


Fig. (50) Miembros típicos de las ciclo-parafinas.

- El tercer grupo es el de los aromáticos (series de benceno) teniendo la fórmula general (C_nH_{2n-6}), estos compuestos son químicamente activos y contienen el anillo bencénico como se observa en la **Fig. (51)**.

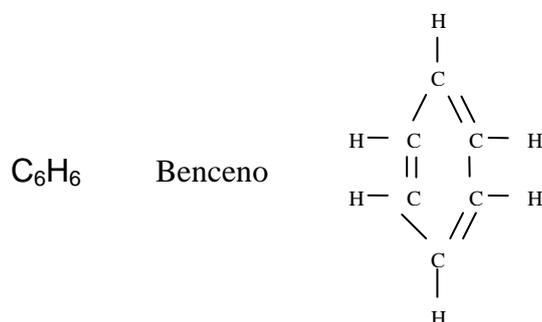


Fig. (51) Estructura química del benceno.

En un laboratorio se puede realizar un análisis para determinar la fracción de hasta 20 átomos de carbono, pero se puede realizar un análisis de los primeros 6 o 7 (componentes más ligeros) agrupando las características que representen el total de la muestra de componentes más pesados en este último, para analizar la muestra.

Al obtener la composición de una muestra de fluido se puede identificar el tipo de fluido que contiene un yacimiento, conforme las fracciones de componentes

químicos que contenga la muestra, como es mostrado en la **TABLA 21** donde en C₈ se agrupa la composición de este y fracciones más pesadas.

Componente	Aceite negro	Aceite volátil	Condensado	Gas
Metano	49.0	64.0	84.0	91.0
Etano	3.0	7.5	5.0	4.0
Propano	2.0	4.5	2.5	2.5
Butano	1.5	4.0	2.0	1.5
Pentano	1.0	3.0	1.0	0.5
Exano	1.5	1.5	1.0	0.3
Heptano	2.0	1.5	0.5	0.1
C ₈ +	40.0	14.0	4.0	0.1

TABLA 21- Porcentajes de componentes químicos para determinar el tipo de fluido (en porcentaje de volumen o fracción-mol).³

ANEXO 2

Robert Boyle (1627-1691) fue el primero en realizar un estudio de la relación entre la presión del gas atrapado en un volumen a una temperatura, en su estudio, Boyle determinó que el producto del volumen ocupado por la presión a la cual es sometido el gas es igual a una constante y esta constante es igual a el producto de una presión diferente por el volumen del cuerpo siempre y cuando se efectúen a la misma temperatura.

La ley de Boyle implica que si se conoce el volumen de un gas a una presión determinada se puede predecir el nuevo volumen si la presión cambia, siempre y cuando no varíe la temperatura ni la cantidad de gas.⁴

$$p_1V_1 = cte \quad ; \quad p_2V_2 = cte$$

$$p_1V_1 = p_2V_2 \dots\dots\dots (66)$$

³ GATLIN, Carl. *Petroleum Engineering; Drilling and well completions*. p.(3)

⁴ ZUMDAHL, Steven S. *Fundamentos de Química*. p.(393)

El físico francés Jaques Charles (1746-1823) demostró que el volumen de una determinada cantidad de gas aumenta con el incremento de la temperatura de dicho gas (a presión constante).

$$\frac{V_1}{T_1} = cte. \quad ; \quad \frac{V_2}{T_2} = cte.$$

$$\frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \dots\dots\dots (67)$$

La ley de Avogadro fue postulada por el científico francés Amadeo Avogadro en el año de 1811, describe que para un gas a temperatura y presión constante, el volumen es directamente proporcional al número de moles de gas.

$$\frac{V_1}{n_1} = cte. \quad ; \quad \frac{V_2}{n_2} = cte.$$

$$\frac{V_1}{n_1} = \frac{V_2}{n_2} \dots\dots\dots (68)$$

De la ecuación (67) se despeja V_2 y de la ecuación (68) se despeja V_1 y como V_2 es igual a V_1 se igualan ambas expresiones

$$V_2 = \frac{p_1 V_1}{p_2} \quad ; \quad \Leftrightarrow V_1 = \frac{V_2 T_1}{T_2} \quad ; \quad \frac{p_1 V_1}{p_2} = \frac{V_2 T_1}{T_2} \quad \frac{p_1 V_1}{T_1} = \frac{V_2 p_2}{T_2}$$

A sido encontrado bajo experimentos que una lb-mol de cualquier gas ideal bajo una presión de 14.7 psia y una temperatura de 60 °F ocupa un volumen de 379.4 ft³, estas condiciones de presión y temperatura son llamadas condiciones estándar.⁵

Con respecto a la igualdad anterior y recordando que “n” moles de gas a 60 °F y 14.7 psia ocupan un volumen de 379.4*n ft³ se desarrolla la siguiente igualdad:

⁵ CRAFT, B.C. y HAWKINS M.F. *Petroleum reservoir engineering*, p(14)

$$\frac{p_1 V_1}{T_1} = \frac{V_2 p_2}{T_2} = \frac{(n)(379.4 \text{ ft}^3)(14.7 \text{ psia})}{(60 + 459.7)^\circ R} = (n) \left(10.7315 \frac{\text{ft}^3 \text{ psia}}{\text{lb} \cdot \text{mol}^\circ R} \right)$$

De esta expresión se obtiene la constante universal de los gases R que es la misma para todos los gases ideales:

$$R = \left(10.732 \frac{\text{psia ft}^3}{\text{lb mol}^\circ R} \right) \dots\dots\dots (69)$$

$$\frac{pV}{T} = (n)(R)$$

Por tanto la ecuación general de gases ideales es:

$$pV = nRT \dots\dots\dots (70)$$

BIBLIOGRAFÍA

- ALI, Danesh. *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. Department of Petroleum Engineering Heriot Watt University. ©1998, 388p.
- ASQUITH, George and GIBSON, Charles R. *Basic well log analysis for geologists*. 2ed. Tulsa, Oklahoma USA, Published by the American Association of Petroleum Geologists. 1983©1982. 216p.
- AMYX, James W. et al. *Petroleum reservoir engineering; Physical properties*. USA. Mc. Graw-Hill Book company, 1960. 610p.
- BROCK, Jim. *Analyzing your logs, Volume1; Fundamentals of open hole log interpretation*. Publicado por PETRO-MEDIA, Inc. (USA), © 1987,
- CHALHOUN, John C. Jr. *Fundamentals of reservoir engineering*. 5 ed. USA, University of Oklahoma Press Norman, 1960 © 1947. 426 p.
- CLARK, Norman J. *Elements of petroleum reservoirs*. USA, American Institute of Mining, Metallurgical, & Petroleum Engineers, 1969. (Henry L. Doherty series). 250p.
- CRAFT, B.C. y HAWKINS M.F. *Petroleum reservoir engineering*. Ed. Prentice-Hall Chemical engineering series, Louisiana 1959, 437p.
- CRAIN, E.R. *The log analysis Handbook Volume1; Quantitative log analysis methods*. Pen Weel Books, Pennwell publishing company, Tulsa Oklahoma USA, © 1986, 684P.
- FOX, Robert W. y McDONALD, T. Alan. *Introducción a la mecánica de fluidos*. Tr. Dr. Jaime Cervantes Gortari. 2ed. México, Ed. Mc Graw-Hill, 1990 © 1989. 750 p.

GATLIN, Carl. *Petroleum Engineering; Drilling and well Completions*. USA, Prentice-Hall, 1960. 341p.

HELANDER, Donald P. *Fundamentals on formation evaluation*. 2ed. USA, OGCI Publications (Oil & Gas Consultants International), INC, Tulsa. 1984 © 1983, 332P.

GARAICOCHEA, Petrirena Francisco., BERNAL, Huicochea César. y LÓPEZ, Ortiz Oscar. *Transporte de Hidrocarburos por ductos*. México, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., 1991. 237p.

MIAN, A.M. *Petroleum engineering: Handbook for the practicing engineer*. United States of America, Penn Well Books, © 1992. Vol.I 613p.

NIND, T.E.W. *Hydrocarbon reservoir and well performance*. USA, Chapman and Hall, 1989. 368p.

SELLEY, C. Richard. *Elements of petroleum Geology*. 2a ed. USA (San Diego California). Academia Press. © 1998. 470p.

WHITE, M. Irank. *Mecánica de fluidos*, Tr. Marcos Vera, Miguel Hermanns, Refael Gómez y Oscar Flores. 5 ed. Ed. McGraw-Hill, España 2004, 833p.

ZUMDAHAL, Steven S. *Fundamentos de química*. Ed. McGraw-Hill. México a 1992, 712p.

OTRAS FUENTES

AL-SHAMMASI, A.A. *A review of bubblepoint pressure and oil formation volume factor correlations*. Saudi Arabian Texaco, En Revista: Society of Petroleum Engineers Inc. (SPE). Abril 2001. Vol.4. No 2. p. 146-160.

Nota Complementaria: El artículo puede ser revisado en:
www.spe.org, con la clave 71302-PA

AREVALO, Villagran Gorge. *Apuntes de la asignatura fisicoquímica de explotación*. México, Universidad Nacional Autónoma México, Facultad de Ingeniería, 2004-1.

DINDORUK Birol y CHRISTMAN Meter G. PVT properties and viscosity correlations for Gulf of Mexico oils. En Revista: Society of Petroleum Engineers Inc. (SPE), Diciembre 2004©2004. Vol.7 No. 6 p. 427-437.

Nota Complementaria: El artículo puede ser revisado en:
www.spe.org, con la clave 89030

G.E. PETROSKY, Jr. y FARSHAD, F.F. *Viscosity correlations for Gulf of Mexico crude oils*. Oklahoma City, En Revista: Society of Petroleum Engineers Inc. (SPE), Abril 1995©1995. p. 249-258.

Nota Complementaria: El artículo puede ser revisado en:
www.spe.org, con la clave 29468-MS

G.E. PETROSKY, Jr. y FARSHAD, F.F. *Pressure-Volume-Temperature correlations for Gulf of Mexico crude oils*. Houston Texas City, En Revista: Society of Petroleum Engineers Inc. (SPE), Octubre 1993©1993. p. 395-406.

Nota Complementaria: El artículo puede ser revisado en:
www.spe.org, con la clave 26644-MS

G.E. PETROSKY, Jr. y FARSHAD, F.F. *Pressure-Volume-Temperature correlations for Gulf of Mexico crude oils*. En Revista: Society of Petroleum Engineers Inc. (SPE), Octubre 1998©1998. p. 416-420.

Nota Complementaria: El artículo puede ser revisado en:
www.spe.org, con la clave 51395-PA

LASATER, J.A. *Bubble point pressure correlation*. Magnolia petroleum Corp.,
En Revista: Society of Petroleum Engineers Inc. (SPE). Mayo1958
©1958. Vol. 10 No. 5. p. 65-67

Nota Complementaria: El artículo puede ser revisado en:
www.spe.org, con la clave 957-G

MENDEZ, L. T. y TEYSSIER J.S. (Subdirección de Tecnología de Explotación
del IMP). *Caracterización de fluidos de yacimientos petroleros*. En
revista del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), México, IMP, Vol. XI N.
4, Octubre 1977, (21-33)p.

RODRIGUEZ, Nieto Rafael. *Apuntes de la asignatura mecánica de fluidos*.
México, Universidad Nacional Autónoma México, Facultad de Ingeniería,
2004-1.

VASQUEZ, Milton y BEGGS H: Dale. *Correlation for fluid physical property
predictions*. California, Revista Journal of Petroleum Technology
(JPT).Junio 1980.Vol. 32, No. 6. p. 968-970.

Nota Complementaria: El artículo puede ser revisado en:
www.spe.org, con la clave 6719-PA

VILLAMAR, Vigueras Manuel Juan . *Apuntes de la asignatura caracterización
de formaciones*. México, Universidad Nacional Autónoma México,
Facultad de Ingeniería, 2005-2.