

**ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO
MEDIANTE EL USO DE ANALOGÍAS.**

ORLANDO ESPINOSA JAIMES



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO
MEDIANTE EL USO DE ANALOGÍAS.**

ORLANDO ESPINOSA JAIMES

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos**

Directora:

Dra. ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado muy especialmente a aquellas personas, que de un modo u otro intervinieron haciendo posible lo que años atrás parecía un sueño inalcanzable; pero debo agradecer principalmente a **Dios**, que me ha permitido Vivir, Amar, Aprender, Sufrir y Gozar. Ya que muy bien sabemos que sin su grandiosa Energía, nada es, ni será posible.

A **Eusebia Jaimes de Espinosa**, Mi Madre; porque nunca desfalleció en los momentos más difíciles de nuestras vidas. Gracias Madre por su incalculable comprensión, por la paciencia en nuestro día a día; por su constante apoyo, por creer, pero por sobre todas las cosas, Mil Gracias por su infinito Cariño y Amor.

A **Adriana M. Ávila**, Mi Princesita Preciosa; que llego hace 9 años para alegrarme la Vida, para mostrarme un lado que simplemente era para Mí, desconocido, **El Amor**. Mil Gracias, por permitirme compartir tus Tristezas y tus Alegrías. Y hoy por hoy, me siento Feliz por ser parte de tu Vida e intérprete de tus Sueños.

A **Andrés F. Espinosa Ávila**, Mi Hijo Hermoso; que llegó para bendecir nuestras Vidas, y que es la fuente de nuestra inspiración para llegar y cumplir todos nuestros sueños e ideales. Gracias Mi Bebe, gracias por permitirnos presenciar tus Triunfos y por permitirnos disfrutar de tus Travesuras.

A **Mi Familia; Hermanos, Sobrinos** y demás personas que de una u otra forma siempre han estado apoyándome y brindándome una mano amiga y una voz de aliento.

Orlando Espinosa Jaimes

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos a:

La Doctora Zuly Himelda Calderón Carrillo, quien me permitió ser partícipe de este proyecto de investigación, gracias por su responsabilidad y carisma para llevar a cabo el cumplimiento de los objetivos establecidos.

A todos y cada uno de los Ingenieros docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos y afines, que brindaron su aporte en cada uno de los momentos constructivos de mi vida universitaria.

Al Ingeniero Manuel Enrique Cabarcas, dedicado, constructivo e ingenioso.

A Gustavo Andrés Niño Forero, futuro ingeniero de Petróleos; por su grande y valiosa colaboración en el momento indicado.

Y a todas las personas que de una u otra forma aportaron al desarrollo, no solo de este proyecto de investigación, sino también a un proyecto de vida.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	18
1.1 YACIMIENTO	18
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN EL CONTENIDO DE HIDROCARBUROS	20
1.2.1 Yacimientos de Gas Seco.	20
1.2.2 Yacimientos de Gas Húmedo.	21
1.3 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	23
1.3.1 Características de un Yacimiento de Gas Condensado.	24
1.3.2 Diagrama de Fase de un Yacimiento de Gas Condensado.	25
1.3.3 Clasificación de los Yacimientos de Gas Condensado de Acuerdo a su Comportamiento Físico.	29
1.3.3.1. Yacimientos Subsaturados.	29
1.3.3.2. Yacimientos Saturados.	29
1.3.3.3. Yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada en el Yacimiento.	30
1.3.3.4. Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada en el Yacimiento.	30
2. PROBLEMAS ASOCIADOS A LA EXPLOTACIÓN DE GAS CONDENSADO	31
2.1 ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN LOS POZOS	31
2.2 ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN LA FORMACIÓN	32
2.2.1. Zona Cercana al Pozo de Producción.	32
2.3 BANCO DE CONDENSADO	33
2.4 PRESIONES PRESENTES EN EL YACIMIENTO	39
2.4.1. Presión de Yacimiento.	39

2.4.2.	Presión Estática.	39
2.4.3.	Presión Promedio.	39
2.4.4.	Presión de Fondo Fluyente.	40
2.4.5.	Presión de Burbuja.	40
2.4.6.	Presión de Rocío.	40
2.4.7.	Presión de Cabezal o Cabeza.	40
2.4.8.	Presión Capilar.	40
2.5	PRINCIPALES PROPIEDADES DEL GAS CONDENSADO	41
2.5.1.	Factor Volumétrico de Formación del Gas (β_g).	41
2.5.2	Viscosidad del gas (μ_g).	42
2.5.3.	Densidad del Gas Condensado (ρ_{gc}	44
2.5.4.	Cantidad de Gas en Solución (Rs).	44
2.6	PROBLEMAS ASOCIADOS A LA FORMACIÓN	45
2.6.1.	Daño de Formación.	45
2.6.1.1.	Daños de Eflujo.	45
2.6.1.2.	Daños de Influjo.	46
2.6.1.3.	Pseudo – Daño.	46
2.6.2.	Porosidad (\emptyset).	46
2.6.3.	Permeabilidad.	46
2.6.3.1.	Permeabilidad Absoluta.	47
2.6.3.2.	Permeabilidad Efectiva.	47
2.6.3.3.	Permeabilidad Relativa.	47
2.6.4.	Histéresis. Cuando	48
2.6.5.	Saturación de los Fluidos.	48
2.6.6.	Movilidad.	49
2.6.7.	Mojabilidad.	49
3.	RECOPIACIÓN DE INFORMACION DE YACIMIENTOS A NIVEL MUNDIAL DE GAS CONDENSADO Y SUS CARACTERÍSTICAS QUE LO IDENTIFICAN	53

3.1	CAMPO ARUN - INDONESIA.	53
3.2	CAMPO NORTH – QATAR	55
3.3	CAMPO SOUTH PARS – IRÁN (GOLFO PÉRSICO)	58
3.4	CAMPO GHAWAR – ARABIA SAUDITA	60
3.5	CAMPO HÔFLEIN – AUSTRIA-VIENNA	63
3.6	CAMPO URENGOY – RUSIA	64
3.7	CAMPO FENGSHEN 1 – CHINA	66
3.8	CAMPO – SIBERIA – RUSIA	69
3.9	CAMPO HARMATTAN - ALBERTA – CANADÁ	70
4.	CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES TÍPICAS DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO	72
4.1	CAMPO ARUN	72
4.2	CAMPO NORTH	73
4.3	CAMPO SOUTH	74
4.4	CAMPO GHAWAR	75
4.5	CAMPO HÔFLEIN	77
4.6	CAMPO URENGOY	78
4.7	CAMPO FENGSHEN 1	79
4.8	CAMPO YAMBURGSKOE	80
4.9	CAMPO HARMATTAN	81
5.	HERRAMIENTA INFORMÁTICA EN EXCEL COMO SOPORTE PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO	82
5.1	Para el Campo Arun (MACGAS - 1):	84
5.2	Para el Campo Ghawar (Herramienta MACGAS-2)	86
6.	CONCLUSIONES	90
7.	RECOMENDACIONES	91
	BIBLIOGRAFÍA	92
	ANEXO	94

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Arun.	72
Tabla 2. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo North.	73
Tabla 3. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo South.	74
Tabla 4. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Ghawar.	75
Tabla 5. Composición del Gas de Ghawar	76
Tabla 6. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Hôflein.	77
Tabla 7. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Urengoy.	78
Tabla 8. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Fengshen 1.	79
Tabla 9. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Yamburgskoe.	80
Tabla 10. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Harmattan	81

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fluidos Contenidos en el Yacimiento	19
Figura 2. Yacimientos de Gas Seco	21
Figura 3. Yacimiento de Gas Húmedo	22
Figura 4. Moléculas de Gas Húmedo y Gas Seco	22
Figura 5. Diagrama de Fase de Yacimientos de Gas Condensado	25
Figura 6. Diagrama de Fases para Yacimientos de Gas Condensado	27
Figura 7. Formación de bloque o banco de Condensado.	33
Figura 8. Zonas del Pozo (Saturación de Condensado Vs Distancia).	34
Figura 9. Regiones que se Forman en el Yacimiento	35
Figura 10. Saturación de Condensado Vs Distancia	38
Figura 11. Factor Volumétrico del Gas Vs Presión	41
Figura 12. Análisis de la Liberación de Gas al Aumentar la Viscosidad	43
Figura 13. Gas en Solución Vs Presión	45
Figura 14. Efecto de la Presión Capilar en el Movimiento de una Gota de Petróleo.	48
Figura 15. Composiciones típicas de mezclas provenientes de yacimientos de Hidrocarburos.	50
Figura 16. Rango de los parámetros de propiedades para diferentes tipos de yacimientos.	51
Figura 17. Identificación y Análisis de los Fluidos de Yacimiento	52
Figura 18. Localización del campo Arun	53
Figura 19. Consumo Total de Energía Primaria en Indonesia	55
Figura 20. Localización del campo North - Qatar	56
Figura 21. Localización del Campo South-Pars	58
Figura 22. Reservas de Gas en Irán	60
Figura 23. Localización del campo Ghawar	61
Figura 24. Consumo Total de Energía en Arabia Saudita	62

Figura 25. Localización del campo Hôflein	63
Figura 26. Localización del Campo Urengoy	65
Figura 27. Localización del campo Fengshen en Minfeng	67
Figura 28. Diagrama de Fase del Yacimiento Fengshen 1.	68
Figura 29. Localización del campo Yamburgskoe	69
Figura 30. Localización del campo Harmattan.	71
Figura 31. Parámetros del Campo Arun para Analogía en MACGAS-1.	84
Figura 32. Parámetros del Campo Ghawar para Analogía en MACGAS-2.	86
Figura 33. -a. Parámetros del Campo Ghawar para Analogía en MACGAS-2.	87
Figura 34. -b. Parámetros del Campo Ghawar para Analogía en MACGAS-2.	88

RESUMEN

TITULO:

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO MEDIANTE EL USO DE ANALOGÍAS*

AUTOR: Orlando Espinosa Jaimes**

PALABRAS CLAVES: Gas Condensado, Yacimientos, Herramienta Informática, Excel, Diagrama de Fase, Banco de Condensado.

DESCRIPCIÓN: Este trabajo está enfocado principalmente en hacer un análisis, del comportamiento y características de los Yacimientos de Gas Condensado.

Día tras día en la industria petrolera, los Yacimientos de Gas Condensado adquieren mayor importancia, debido a la creciente demanda de combustible en todo el mundo.

Los Yacimientos de Gas Condensado poseen unas características especiales, las cuales los hacen ser un poco complejos a la hora de estudiarlos; es por eso que esta investigación está enfocada a dar un análisis general de este tipo de yacimiento, y mediante una Herramienta Informática en Excel se comparan los resultados obtenidos para así, identificar y de algún modo caracterizar un Yacimiento de Gas Condensado.

Este trabajo está estructurado en 5 Capítulos¹. El Capítulo 1 describe generalidades de los Yacimientos de Gas Condensado y como estos se clasifican, además estudia características y el Diagrama de Fase. El Capítulo 2 se enfoca en problemas relacionados con la explotación de Gas condensado, se analiza el Bloque de Condensado, las Presiones presentes y algunas propiedades del Gas Condensado. En el Capítulo 3 se recopila información general de estos yacimientos a nivel mundial. El Capítulo 4 analiza mediante tablas, las propiedades y características de estos Yacimientos a nivel mundial. Y en el Capítulo 5 se describe la Herramienta Informática y se comparan los resultados obtenidos en esta, y así dar una idea más real de los Yacimientos de Gas Condensado y sus principales características.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Físico-Química. Escuela de Petróleos. Directora: Dra. Zuly Himelda Calderón Carrillo.

ABSTRACT

TITTLE:

ANALYSIS AND INTERPRETATION OF CONDENSED GAS FIELDS USING ANALOGIES*

AUTHOR: Orlando Espinosa Jaimes**

KEY WORDS: Condensed Gas, Fields, Informatics Tool, Excel, Phase Diagram, Condensate Block.

DESCRIPTION:

This work aims to analyse behavior and characteristics of condensate gas reservoirs.

In petroleum industry, condensate gas fields are increasing in importance due to the worldwide increasing demand of combustible.

Condensate gas fields have special characteristics which make them complex when exploring. That is the reason why this research is focused in a general analysis of this type of reservoirs and using an informatic tool made in Excel, results are compared to identify, and somehow to characterize, a condensate gas reservoir.

This work is composed by five chapters: chapter 1 describes generalities of condensate gas reservoirs, its classification, characteristics and phase diagram. Chapter 2 focuses in condensate gas exploitation issues. Chapter 3 compiles general information about reservoirs worldwide. Chapter 4 analyses properties and characteristics of reservoirs worldwide using tables. In the final chapter it is described the informatic tool and its results are compared, and an approach is given about condensate gas reservoirs and its main characteristics.

* Work Degree

** Faculty of Physical-Chemistry. School of Petroleums. Directress: Dra. Zuly Himelda Calderón Carrillo.

INTRODUCCIÓN

Hoy por hoy, gran parte de la energía usada en todo el mundo proviene del sector de los HIDROCARBUROS y de cada uno de sus derivados.

Actualmente en la industria petrolera, los yacimientos de gas condensado son de gran importancia, debido a la creciente demanda de gas y petróleo tanto a nivel nacional, como a nivel mundial, por todo esto y demás se han creado y se están creando estrategias para estudiar, analizar, entender, y además extraer todos los hidrocarburos posibles que hacen parte de estos yacimientos.

En estos procesos se obtiene gas e hidrocarburos líquidos, los cuales son manejables y fáciles de almacenar. Estos proyectos aumentan la cantidad y calidad de estos hidrocarburos, lo que también incrementa su valor comercial en los mercados internacionales, y por lo tanto favorecen de un modo significativo la economía de una región o de un país.

Los yacimientos de gas condensado tienen unas características y comportamientos singulares, que dependen principalmente de las condiciones de presión y temperatura en el fondo del pozo; por lo cual es importante estudiar y comprender las bases teóricas que definen este tipo de yacimientos de comportamiento complejo.

Por otro lado, en la industria petrolera tanto a nivel nacional como a nivel mundial, no se cuenta con la suficiente información en cuanto a los yacimientos de gas condensado, debido a que es un tema difícil de tratar, pero de gran importancia para la industria.

Con toda la información que se posee actualmente en esta área del conocimiento, no se cuenta con suficientes ejemplos respecto a los principales factores o parámetros que identifican un yacimiento de gas condensado, ni sobre los

diferentes problemas que poseen estos yacimientos a nivel mundial. Por lo cual, es posible analizar e interpretar un determinado yacimiento con respecto a uno o varios yacimientos que actúan como base o guía, en torno al cual se podrá llegar a formar y tomar conclusiones tanto particulares, como generales.

Aunque, se cuenta con revistas, libros, tesis y artículos tanto en inglés como en español, con enfoques, aplicaciones y problemas muy puntuales, se sabe que este análisis propuesto es un poco tedioso, ya que después de haber empezado con una búsqueda minuciosa, es fácil darse cuenta de que este tema sobre gas condensado es un poco restringido.

Debido a todas estas falencias respecto a los yacimientos de gas condensado, surge la necesidad de estudiar, analizar, predecir, y plasmar toda la evidencia que se pueda encontrar y que se espera sea de gran utilidad para estudios futuros.

En este marco de referencia, el objetivo principal de este proyecto es realizar un análisis e interpretación de yacimientos de gas condensado, mediante el uso de analogías, las cuales pueden ser consideradas como herramientas útiles que permiten obtener un mejor conocimiento, cuando no se dispone de información por lo cual es necesario comparar o estudiar determinado yacimiento (de aceite, de gas o de cualquier otro fluido). Estas herramientas actúan como un modelo de comparación respecto a un tema en particular; es decir, dan una idea más clara de cómo el objeto de estudio puede ser visto o previsto; y bien es sabido que desde tiempos remotos el hombre se ha valido de las analogías para explicar o describir cualquier fenómeno; por lo cual, en este trabajo se hará uso de las analogías a manera de interpretación de datos, ya sean de carácter numérico o gráfico, para dar una idea más cercana y precisa de un yacimiento de gas condensado.

Así las cosas, esta tesis constituye un manual de apoyo, el cual cuenta con una base de datos constituida de literatura científica, entre otras; la cual ayuda a predecir el comportamiento de un yacimiento de gas condensado o condensación

retrógrada en su etapa inicial principalmente, usando analogías con campos desarrollados a nivel mundial.

Este trabajo de grado consta de cinco (5) capítulos, mencionados a continuación: En el primer capítulo se presentan generalidades de los yacimientos y principalmente de los yacimientos de gas condensado. En el segundo capítulo se describen algunos problemas que hacen parte de este tipo de yacimientos, las presiones que se encuentran, y las principales propiedades de los yacimientos de gas condensado. El tercer capítulo es una recopilación de información de yacimientos de gas condensado a nivel mundial, información referente al tipo de yacimiento, ubicación, generalidades y demás. En el cuarto capítulo se hará una breve descripción de los yacimientos mencionados en el capítulo tercero a manera de tablas especificando las principales características, como lo son ubicación, propiedades, composición, etc. En el quinto capítulo, se presentará una herramienta informática, la cual predice el comportamiento de un yacimiento de gas condensado, a partir de una serie de datos obtenidos en los capítulos anteriormente mencionados, y comparándolos con resultados obtenidos a manera de números o gráficos, es decir haciendo uso de las analogías. Y finalmente se darán conclusiones y recomendaciones generales.

1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Para un claro entendimiento relacionado con los yacimientos de gas condensado, se requiere el conocimiento de algunos aspectos teóricos fundamentales y su relación con algunos procesos de recuperación en esta clase de yacimientos, así como algunos problemas asociados al mismo.

Como primer punto se debe conocer que un yacimiento es esencialmente un medio poroso que consiste en una especie de apilamiento desordenado de partículas de roca (arenisca o caliza) que se encuentran cementadas entre si, donde en la mayoría de los casos se habla de un medio poroso consolidado².

Es de saberse que en la mayoría de los casos el medio poroso contiene fluidos de Gas, Petróleo y Agua, ya que los mismos migran a la vez desde la roca madre o generadora hasta una roca almacén.

Ahora bien, cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, se encuentran distribuidos según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. Dicha repartición depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial, de las saturaciones, de las permeabilidades relativas entre otras variables.

1.1 YACIMIENTO

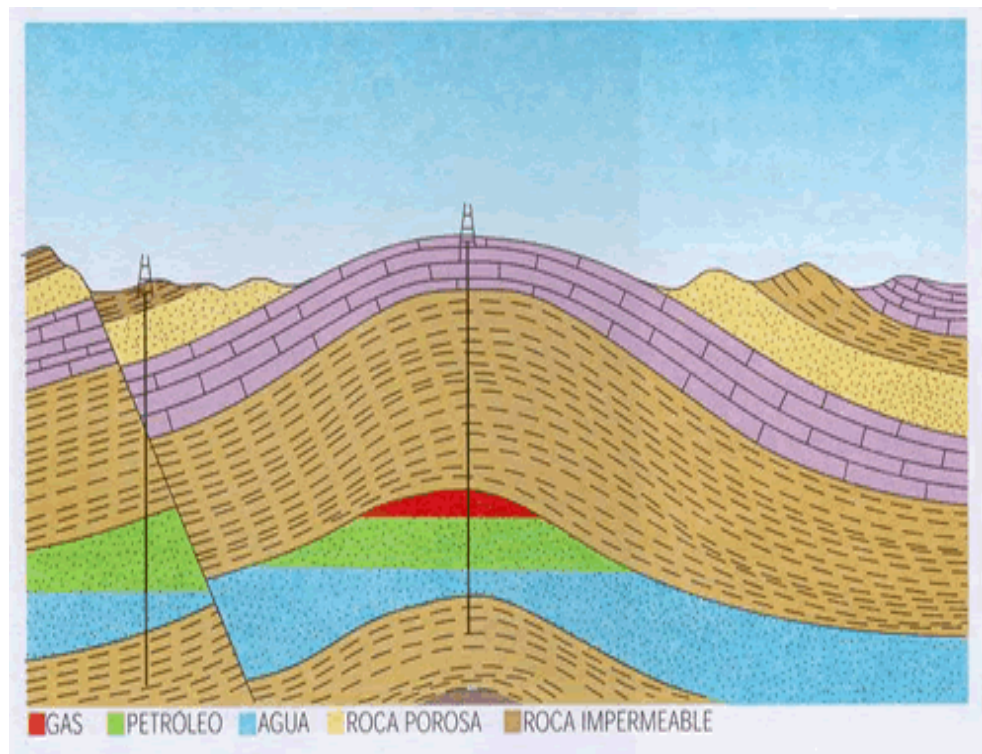
Un yacimiento es definido como una unidad geológica que puede contener fluidos, con capacidad de volumen limitado, presentado como un solo sistema hidráulico conectado, con estructuras intergranulares o espacios porosos dados por

² ALCIDES Rafael, ROJAS Luz Mary tenías: "Modelo matemático que represente las condiciones de flujo de un pozo de gas condensado en estado saturado, influenciado por las tasas de flujo" universidad de oriente-núcleo de anzoátegui. Puerto la cruz-Venezuela-2007.

diaclasas y fracturas, sellados en sus límites, y estratos permeables dados por arenas, areniscas, calizas y dolomitas ³.

Bajo las condiciones iniciales del yacimiento, los fluidos pueden encontrarse bien sea en estado monofásico o bifásico; en estado monofásico el fluido se puede hallar como líquido, en este caso el gas se encuentra disuelto en el petróleo, en cambio si se encontrase en fase gaseosa indica la presencia de fluidos recuperables en superficie como líquidos, denominándose así como gas condensado.

Figura 1. Fluidos Contenidos en el Yacimiento



Tomado de: RODRÍGUEZ, Eglimar. Validación de las pruebas PVT para sistemas de gas condensado: Mecanismos naturales de producción [online]. Google [citado: Martes, 06 de noviembre de 2007; 12:50:00]. Disponible en Internet: http://industria-petrolera.blogspot.com/2007_11_01_archive.html

³ GUTIÉRRES JIMÉNEZ Ma. Alejandra, NAVAS MACUARE Yoleida Celestina. Estudio de los diagramas de fase en yacimientos de gas (seco, húmedo y condensado). Universidad del oriente, Barcelona. Abril del 2011

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN EL CONTENIDO DE HIDROCARBUROS

Según el contenido de hidrocarburos, los yacimientos se pueden clasificar en yacimientos de petróleo y yacimientos de gas.

Los yacimientos de petróleo se pueden clasificar en yacimientos de petróleo de alta volatilidad y en petróleos de baja volatilidad; dentro de estos últimos hacen parte los yacimientos de petróleo livianos, medianos, pesados y extrapesados.

Los yacimientos de gas son por consiguiente los que están más relacionados con los objetivos de este trabajo, y se pueden clasificar dependiendo de la ubicación de la presión y la temperatura inicial en un diagrama P-T en: yacimientos de gas seco, yacimientos de gas húmedo y yacimientos de gas condensado.

1.2.1 Yacimientos de Gas Seco.

La figura 2 es la representación típica de un yacimiento de gas seco.

- Esta clase de yacimientos de gas están compuestos principalmente de Metano, con rastros de hidrocarburos superiores.
- La temperatura inicial excede la temperatura cricondentérmica.
- Están constituidos por hidrocarburos que, aun en superficie y a presión y temperatura de tanque, no condensan.
- Poseen alta energía cinética de sus moléculas y baja atracción de las mismas.

Figura 2. Yacimientos de Gas Seco



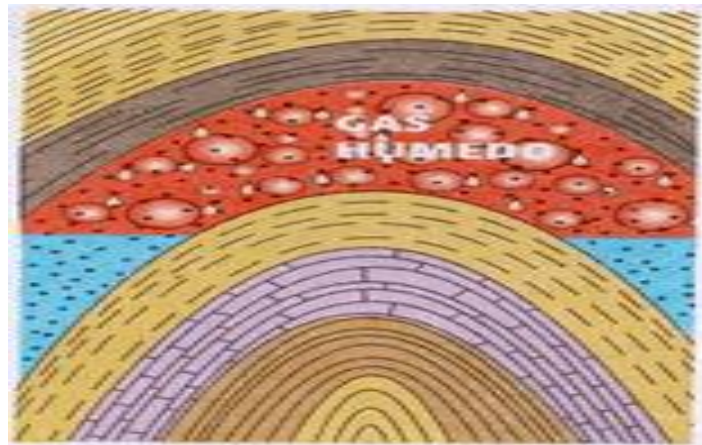
Fuente: RODRÍGUEZ, Eglimar. Validación de las pruebas PVT para sistemas de gas condensado: Clasificación de los yacimientos de gas [online]. Google [citado: Domingo, 11 de noviembre de 2007; 15:30:00]. Disponible en Internet: http://industria-petrolera.blogspot.com/2007_11_01_archive.html

1.2.2 Yacimientos de Gas Húmedo.

La figura 3 representa un yacimiento de gas húmedo.

- Esta clase de yacimientos de gas están compuestos o constituidos especialmente de hidrocarburos livianos, junto con alguna presencia de hidrocarburos intermedios.
- La temperatura inicial excede la temperatura cricondentérmica.
- Están constituidos por hidrocarburos que no condensan a condiciones de yacimiento pero sí a condiciones de separador.

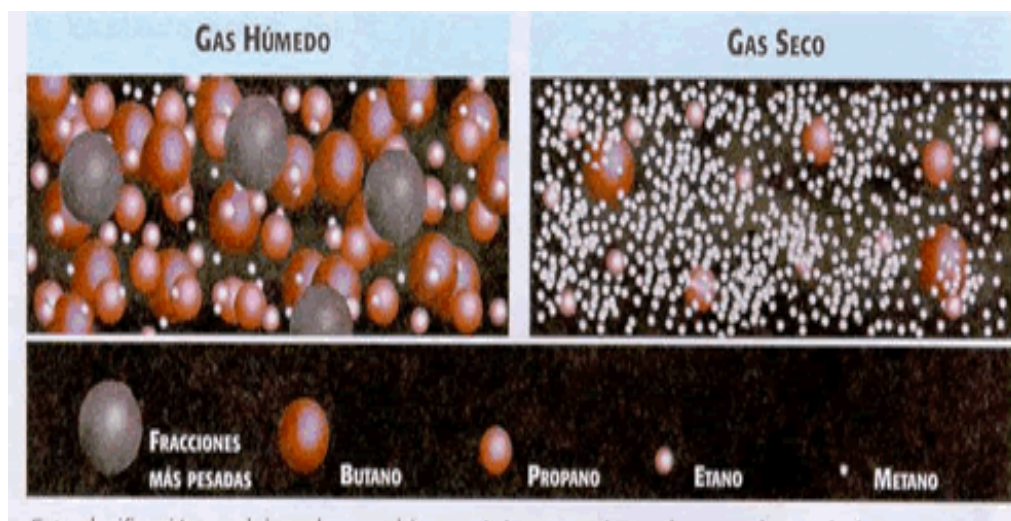
Figura 3. Yacimiento de Gas Húmedo



Fuente: RODRÍGUEZ, Eglimar. Validación de las pruebas PVT para sistemas de gas condensado: Clasificación de los yacimientos de gas [online]. Google [citado: Domingo, 11 de noviembre de 2007; 15:30:00]. Disponible en Internet: http://industria-petrolera.blogspot.com/2007_11_01_archive.html

En la figura 4 se muestra el comportamiento del gas seco y del gas húmedo a nivel molecular, y la presencia de componentes que hacen parte de estos, entre los cuales se puede ver el Metano, Etano, Propano, Butano y las Fracciones Pesadas.

Figura 4. Moléculas de Gas Húmedo y Gas Seco



Fuente: RODRÍGUEZ, Eglimar. Validación de las pruebas PVT para sistemas de gas condensado: Mecanismos naturales de producción [online]. Google [citado: Martes, 06 de noviembre de 2007; 12:50:00]. Disponible en Internet: http://industria-petrolera.blogspot.com/2007_11_01_archive.html

Sabiendo y considerando que este trabajo estará especialmente basado en yacimientos de gas condensado se procederá a describir más detalladamente sobre el mismo.

1.3 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Un gas condensado es un fluido monofásico en condiciones de yacimiento originales. Está compuesto principalmente por hidrocarburos gaseosos livianos como metano [C₁], etano [C₂] y medianos como propano [C₃]; pero también contiene hidrocarburos de cadena larga, denominados fracciones pesadas [C₇⁺], además de componentes no hidrocarburos como son el CO₂, N₂, y H₂S. Bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, este fluido se separará en dos fases, una fase gaseosa y una fase líquida, lo que se conoce como condensado retrógrado⁴.

En general un Gas Retrógrado o Condensado es un hidrocarburo que se encuentra por encima de la **P_c** (Presión Crítica) y a medida que la presión decae, se condensa el líquido en el yacimiento, pero se evapora nuevamente (ver figuras 5 y 6).

Si se representa un diagrama de fase P vs T, para un gas condensado, se podrá observar el comportamiento del gas con la variación de la presión en el yacimiento asumiendo una temperatura constante. En base a este diagrama de fases se pueden enunciar algunas características del gas condensado.

⁴ CARRILLO BARANDIARÁN, Lucio. (2005), Reservorios de gas condensado-análisis del comportamiento, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú.

1.3.1 Características de un Yacimiento de Gas Condensado⁵.

- La temperatura del yacimiento, se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricondertérmica ($T_c < T_r < T_{\text{cricondertérmica}}$).
- En la composición de la mezcla de hidrocarburos predomina el contenido de Metano [C_1] mayor del 60%.
- La cantidad de hidrocarburos pesados [C_7^+] es mayor a 0,5% y menor del 12,5% mol, esto es según análisis de laboratorio.
- La mezcla de hidrocarburos, se encuentra en fase gaseosa o de saturación (punto de rocío) al momento de descubrir el yacimiento.
- Presenta condensación retrógrada, durante la disminución de la presión isotérmica del yacimiento.
- Se puede considerar un gas con líquido disuelto.
- En la superficie, se producirá gas y líquido, por encontrarse a presión atmosférica o menor a la del punto de rocío.

⁶Los fluidos producidos poseerán las siguientes características:

- Color: Incoloro, amarillo, anaranjado, marrón, verdoso y se ha reportado negro, estos colores oscuros es debido a que es más rico en componentes pesados.

⁵ WILLIAM D. McCain, Jr. The properties of petroleum fluids – second edition. Tulsa, Oklahoma, 1990.

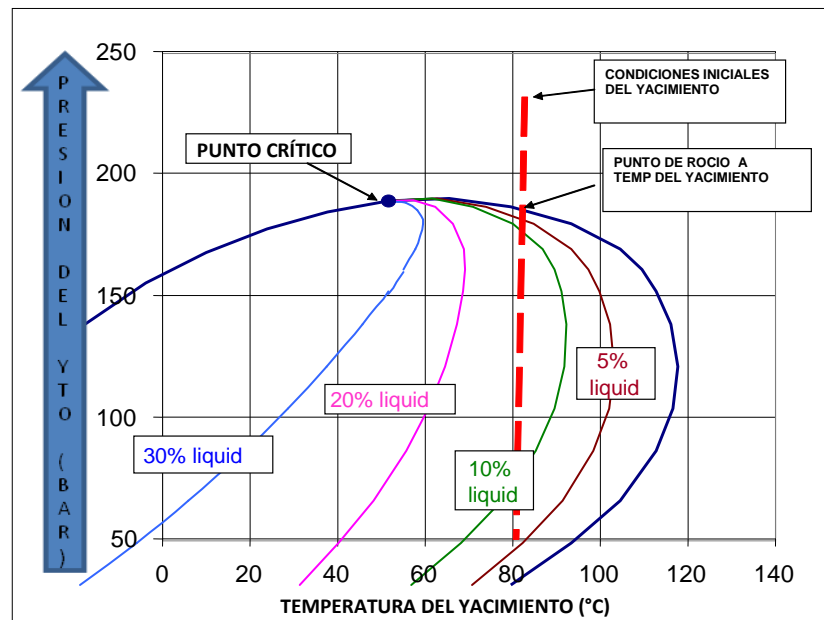
⁶ WILLIAM D. McCain, Jr. The properties of petroleum fluids – second edition. Tulsa, Oklahoma, 1990 – Una revisión a los yacimientos de gas condensado. <http://www.ingenieriadepetroleo.com/2010/01/una-revision-los-yacimientos-de-gas.html>

- El líquido posee una gravedad entre 40 y 60 °API.
- Relación Gas-Aceite GOR: Entre (3.000 a 7.000) scf/STB inicialmente, indicando que es un Gas Retrógado muy rico, y (70.000 llegando en ocasiones a mas de 100.000) scf/STB.

En términos generales, un gas condensado es un gas con líquido disuelto. El líquido condensado, en el yacimiento generalmente no fluye o no se puede producir.

1.3.2 Diagrama de Fase de un Yacimiento de Gas Condensado. La figura 5, es una representación característica de un diagrama de fases para un yacimiento de gas condensado o gas retrógado,

Figura 5. Diagrama de Fase de Yacimientos de Gas Condensado



Modificado de: General Concepts and Memberships by Wilson Cañas-Marín, M.Sc.

En la figura, las líneas de colores representan la cantidad y/o calidad del fluido (llamadas líneas de calidad); de esta gráfica se obtienen valores regulares de

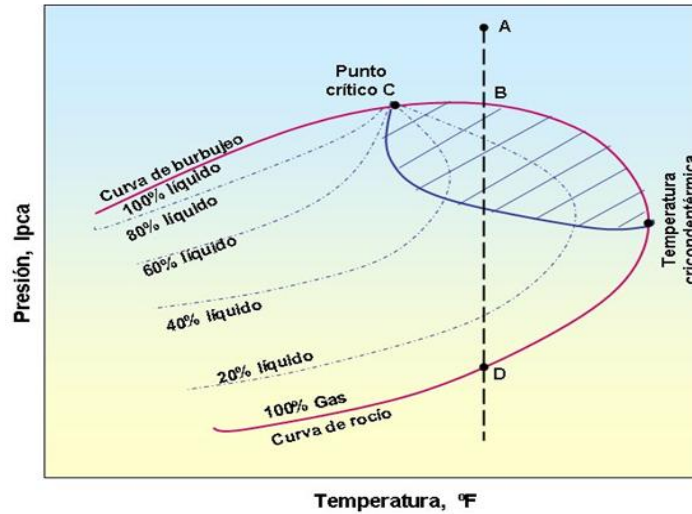
algunos parámetros que intervienen directamente, como lo son los mencionados anteriormente.

Un yacimiento de gas condensado puede **Obstruirse** con sus componentes más valiosos; ya que la saturación del líquido condensado puede incrementarse en la región vecina al pozo como consecuencia de la caída de presión por debajo del punto de rocío, restringiendo el flujo de fluidos en la zona aledaña al pozo lo cual puede reducir su productividad en un factor de dos o más. Este fenómeno, conocido como formación de bloque o banco de condensado, es el resultado de una combinación de factores, incluyendo las propiedades de las fases de fluidos, las características del flujo de la formación y las presiones existentes en la formación y en el pozo. Si estos factores no se comprenden en las primeras instancias del desarrollo de un campo petrolero, tarde o temprano el rendimiento de la producción se verá afectado⁷.

Durante el proceso de producción del yacimiento, la temperatura de formación normalmente no cambia, pero la presión se reduce. Las mayores caídas de presión tienen lugar cerca de los pozos productores. Cuando la presión de un yacimiento de gas condensado se reduce hasta un cierto punto, denominado presión de saturación o presión del punto de rocío, una fase líquida rica en fracciones pesadas se separa de la solución; la fase gaseosa muestra una leve disminución de las fracciones pesadas. La reducción continua de la presión incrementa la fase líquida hasta que alcanza un volumen máximo; luego el volumen de líquido se reduce. Este comportamiento se puede mostrar en un diagrama de la relación presión-volumen-temperatura (PVT).

⁷ AFIDICK D, Kaczorowski nj y BETTE S: "Production performance of a retrograde gas reservoir: A case study of the arun field" Artículo de la spe 28749.

Figura 6. Diagrama de Fases para Yacimientos de Gas Condensado



Fuente: Oscar A. Centeno G. Comportamiento retrogrado de mezclas de hidrocarburos [online]. Google [citado: Jueves, 08 de noviembre de 2007; 16:32:00]. Disponible en Internet: <http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2007/11/comportamiento-retrgrado-de-mezclas-de.html>

En la figura 6, la línea punteada **ABD** es una línea isoterma⁸; el punto **A** se encuentra en la zona de yacimiento de gas porque posee una temperatura mayor a la temperatura crítica, y una presión determinada lo que significa que el fluido se encuentra en estado monofásico denominado fase gaseosa. A medida que la presión disminuye debido a la producción, la composición del fluido producido será la misma que la del fluido del yacimiento de gas seco, y permanecerá constante hasta alcanzar la presión del punto de rocío, punto **B**. En la zona o área rayada la disminución de la presión produce condensación en gran parte de la mezcla (Condensación Retrógrada Isotérmica), para diferenciarlo del fenómeno normal donde la condensación ocurre por compresión del gas. Por debajo de esta presión, se condensa líquido del fluido del yacimiento en forma de rocío es decir, el líquido comienza a formarse; de allí que este tipo de yacimiento comúnmente se le denomine yacimiento de punto de rocío.

⁸ WILLIAM d. McCain, Jr. The properties of petroleum fluids – second edition. Tulsa, Oklahoma, 1990. – Ing. JESUS E. manucci v., msc. caracterización física de yacimientos. <http://www.elrinconpetrolero.blogspot.com/search?q=gas+condensado>.

Debido a esta condensación, la fase gaseosa disminuirá su contenido líquido. Como el líquido condensado se adhiere al material sólido o paredes de los poros de la roca, permanecerá inmóvil. Por consiguiente, el gas producido en la superficie tendrá un contenido líquido menor, aumentando la relación gas-petróleo de producción. Este proceso, denominado condensación retrógrada, continúa hasta alcanzar un punto de máximo volumen líquido, punto **C**. Se emplea el término retrógrado porque generalmente durante una dilatación isotérmica ocurre vaporización en lugar de condensación, una vez que se alcanza el punto de rocío, debido a que la composición del fluido producido varía, la composición del fluido remanente en el yacimiento también cambia, y la curva envolvente comienza a desviarse.

Según la figura se observan dos presiones de rocío, entre la temperatura crítica y la cricondentérmica, una llamada presión de rocío retrógrado (punto **B**) la cantidad infinitesimal de líquido se forma por un cambio de fases de gas a líquido y una presión de rocío normal (punto **D**), por un cambio de fases de líquido a gas.

En general, esta mezcla contendrá más hidrocarburos livianos y poco de hidrocarburos más pesados que el petróleo volátil. A medida que el yacimiento es producido, la relación gas-petróleo de producción tiende a aumentar debido a la pérdida de algunos componentes pesados líquidos formados en el yacimiento.

Y finalmente se observa en la figura 6, que en el camino hacia el tanque de almacenamiento, el gas condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura, y este penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con las características anteriormente descritas.

Los yacimientos de gas condensado se están convirtiendo en objetivos cada vez más importantes en la exploración (por ejemplo en Colombia: el campo CUIPIAGUA, ubicado en el piedemonte llanero colombiano). Este tipo de yacimientos, presenta un comportamiento complejo el cual aún no es comprendido en su totalidad, debido precisamente a la existencia de un sistema

de fluido de dos fases cerca al pozo cuando la presión en esta zona cae por debajo de la presión de rocío (Dew Point)⁹.

Cuando un yacimiento de este tipo es producido ante la existencia de fluido de dos fases, se originan teóricamente tres problemas principalmente:

- Reducción irreversible de la productividad del pozo.
- Menor gas y condensados disponibles para ventas.
- Condensados que bloquean la producción de gas.

1.3.3 Clasificación de los Yacimientos de Gas Condensado de Acuerdo a su Comportamiento Físico. De acuerdo a su comportamiento físico los yacimientos de gas condensado se clasifican en:

1.3.3.1. Yacimientos Subsaturados. Son aquellos yacimientos, cuya presión inicial es mayor que la presión de rocío ($P_i > P_r$). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con poca demanda de líquido en solución, durante el agotamiento de presión, la composición del gas condensado permanece constante hasta alcanzar la presión de saturación o (rocío), de igual forma la relación de gas condensado en superficie.

1.3.3.2. Yacimientos Saturados. En estos yacimientos, la presión inicial del yacimiento es igual a la presión de rocío ($P_i = P_r$). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con una pequeña cantidad infinitesimal de líquido, hasta un punto de presión mínimo por debajo de la presión de rocío comenzará la formación de líquido el cual es denominado condensado retrógrado. En ningún caso se debe tener una $P_i < P_{\text{rocío}}$ ya que esto indica que la prueba PVT no es representativa de la zona de gas condensado.

⁹ CARRILLO BARANDIARÁN, Lucio. (2005), Reservorios de gas condensado-análisis del comportamiento, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú.

1.3.3.3. Yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada en el Yacimiento. Esta clase o tipo de yacimiento se caracteriza por la formación de condensado retrógrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrado. Debido a que los primeros componentes que condensan son los menos volátiles (más pesados), el rendimiento de líquido de la mezcla de hidrocarburos producida disminuye a medida que pasa el tiempo (a medida que la P_{yac} cae por debajo de la $P_{rocío}$).

1.3.3.4. Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada en el Yacimiento. En estos yacimientos la presión se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrógrada, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante, presentando un comportamiento muy similar al del yacimiento de gas húmedo.

2. PROBLEMAS ASOCIADOS A LA EXPLOTACIÓN DE GAS CONDENSADO

A diferencia de los yacimientos de petróleo negro, y dadas las características especiales de estos yacimientos de gas condensado, se presentan algunos problemas adicionales en el proceso de explotación, los cuales serán expuestos a continuación¹⁰:

2.1 ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN LOS POZOS

La presencia de líquidos en los pozos de gas afectan negativamente las características de flujo en estos pozos. Estos líquidos son el resultado de la condensación de hidrocarburos (condensado) o de agua producida en conjunto con el gas, en ambos casos, la fase líquida de alta densidad debe ser transportada a superficie por el gas. Si el gas no suministra la suficiente energía de transporte para levantar los líquidos estos se acumulan en el fondo del pozo produciendo una contrapresión adicional sobre la formación lo cual afecta negativamente la capacidad productiva de los mismos, lo cual en pozos de baja presión de fondo, los líquidos pueden matar al pozo.

Inicialmente los pozos tienen presión y tasas de flujo elevadas que impiden la acumulación de estos líquidos en el fondo, pero a medida que la presión de fondo disminuye, aumenta la producción de líquido, lo cual hace necesario una ayuda de manera artificial.

¹⁰ ALCIDES Rafael, ROJAS Luz Mary tenias: "Modelo matemático que represente las condiciones de flujo de un pozo de gas condensado en estado saturado, influenciado por las tasas de flujo" universidad de oriente-nucleo de anzoategui. Puerto la cruz-Venezuela-2007.

2.2 ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN LA FORMACIÓN

La formación de condensado retrógrado es una de las características básicas de los yacimientos de gas condensado, cuando la presión de la mezcla de hidrocarburos cae por debajo de la presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de presión presente en el yacimiento inicialmente. ***Las acumulaciones de condensado pueden ocurrir en la Zona cercana al Pozo de Producción.***

2.2.1. Zona Cercana al Pozo de Producción. Cuando la presión de fondo fluvente es menor que la presión de rocío y la presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío, se presenta acumulación de líquidos.

Según los estudios o experiencias de campo, se ha demostrado que ocurre pérdida de productividad en los pozos cuando se tiene una $P_{wf} < P_{rocío}$ debido a la condensación retrógrada en la cara de la arena y fondo del pozo.

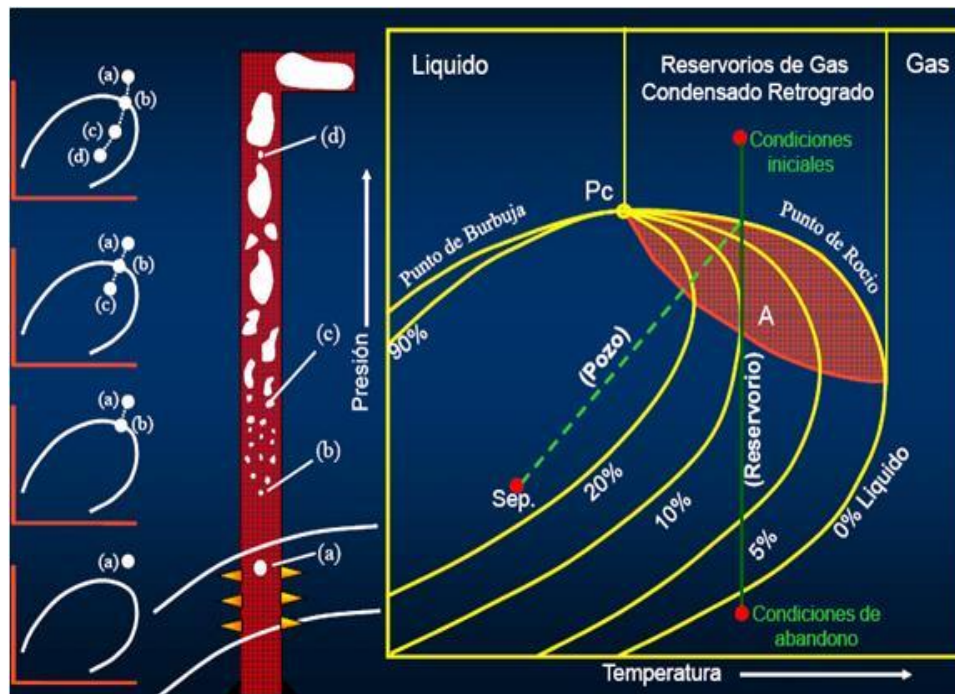
Un Banco o Anillo de condensado retrógrado crece alrededor de un pozo de gas condensado cuando la $P_{wf} < P_{rocío}$, el crecimiento de este banco de condensado es debido a la declinación de la presión, generando así una disminución de la productividad del pozo, y por ende una pérdida de componentes pesados en la superficie, y todo esto es debido a parámetros naturales como la P_r , K , propiedades PVT , y el tiempo, a parámetros de producción tales como la turbulencia (flujo no-Darcy, skin mecánico y P_{cap}), flujo multi-fásico (K_r) y daño a la formación (S).

Este comportamiento es particularmente rápido en yacimientos de gas condensado ricos, donde poseen un cercano punto de rocío y baja permeabilidad. La reducción de la productividad es severa cuando el factor de transmisibilidad ($K \cdot H < 1000 \text{md-ft}$), y es leve cuando este factor es ($K \cdot H > 1000 \text{md-ft}$), como también el banco o anillo de condensado reduce la permeabilidad relativa al gas (K_{rg}).

2.3 BANCO DE CONDENSADO¹¹

La saturación del líquido condensado puede incrementarse en la región vecina al pozo al caer la presión de rocío, restringiendo el flujo de gas. En general decrece la productividad del pozo (figura 7).

Figura 7. Formación de bloque o banco de Condensado.



Fuente: OSORIO Rafael – Ingeniero de Petróleos, Universidad Nacional de Ingeniería (Lima-Perú). Una revisión a los yacimientos de gas condensado [online]. Google [citado: Martes, 03 de enero de 2010]. Disponible en Internet: <http://www.petroblogger.com/2010/01/una-revision-los-yacimientos-de-gas.html>

La formación de este banco de condensado es el resultado de factores como:

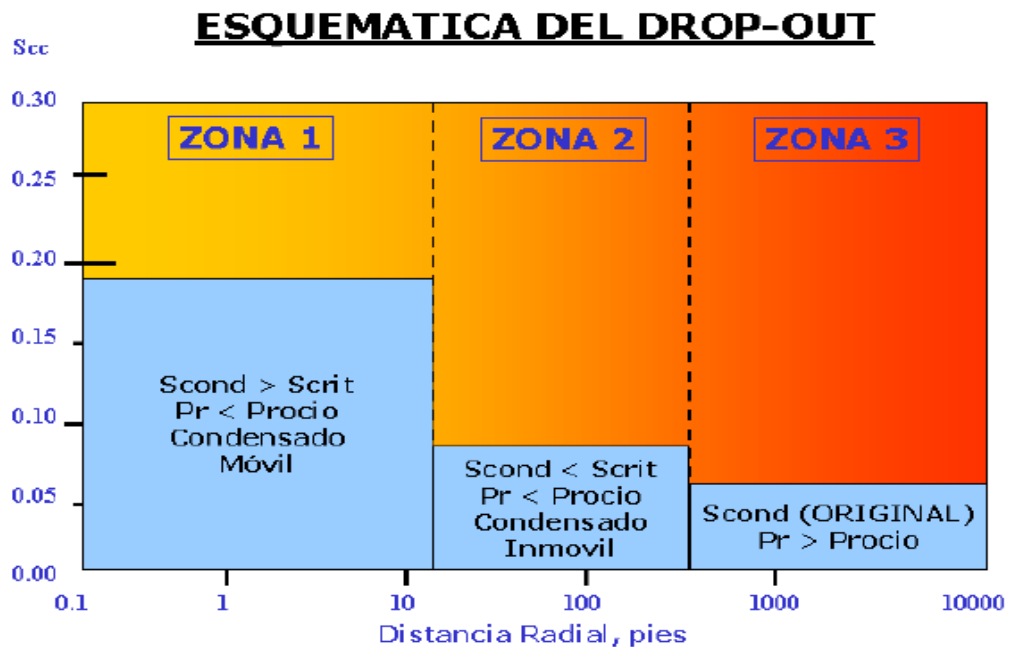
- Propiedades de las fases de los fluidos
- Características del flujo de la formación
- Presiones existentes en la formación y en el pozo

¹¹ WILLIAM D. McCain, Jr. The properties of petroleum fluids – second edition. Tulsa, Oklahoma, 1990. – li fan, billy w. harris. Revisión de los yacimientos de gas condensado. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/spr06/p16_29.ashx

Este banco de condensado se desarrolla como ya se mencionó anteriormente, por una disminución de P_{wf} por debajo de la P_{rocio} , formándose alrededor del pozo un anillo o banco de condensado que bloquea de manera parcial el flujo de gas hacia el mismo.

La mayoría de estudiosos de estos casos han dividido la zona cercana al pozo en tres regiones o zonas para el estudio de este fenómeno (figura 8).

Figura 8. Zonas del Pozo (Saturación de Condensado Vs Distancia).



Fuente: Reservorios de Gas Condensado-Análisis del Comportamiento, Lucio Carrillo Barandiarán, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú, 2005.

En la figura anterior (ver figura 8) se describen las tres zonas que se forman en las cercanías del pozo, de las cuales a continuación se hará una breve explicación.

La primera zona corresponde a las cercanías del pozo. En esta zona, el fluido del yacimiento se presenta en dos fases (líquido y gas). La composición de cada fase

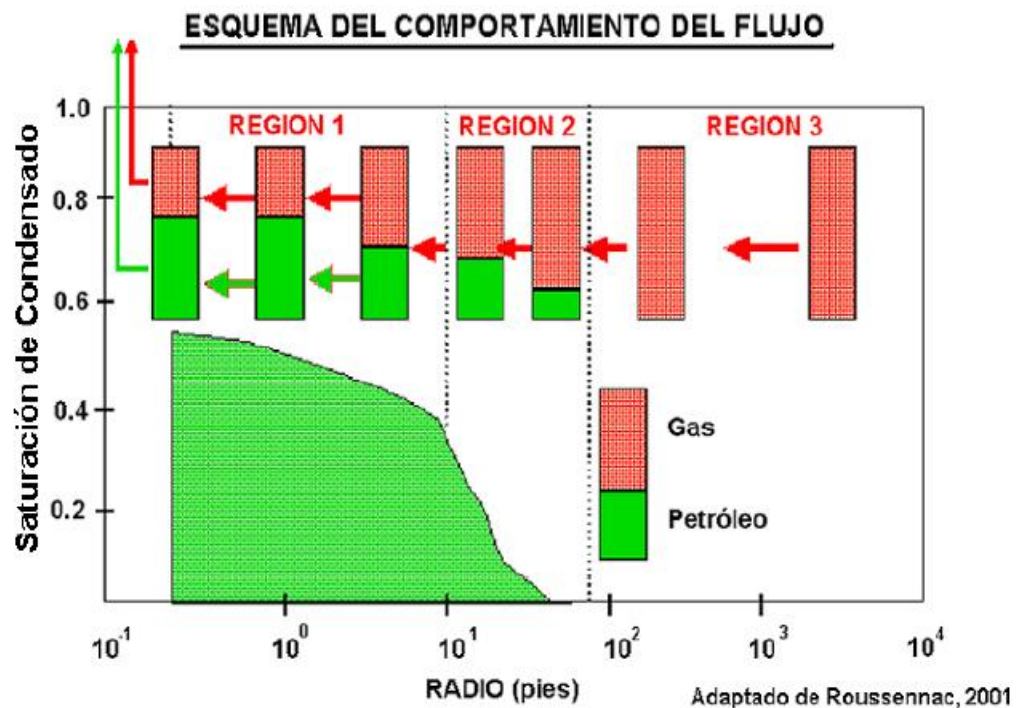
es constante (la cantidad de condensado producido es igual al que fluye hacia el pozo).

En la segunda zona, la saturación líquida varía con la permeabilidad efectiva al gas (K_{ef}), y la composición del fluido también varía dentro de esta zona.

La tercera zona, lejos del pozo, donde el fluido presente es gas, por lo que la saturación líquida dentro de esta zona es igual a la saturación líquida inicial en el yacimiento.

Esto se presenta cuando la saturación del condensado alcanza un valor crítico, y estas zonas son radiales con diferentes saturaciones líquidas.

Figura 9. Regiones que se Forman en el Yacimiento



Fuente: Modificación de un modelo matemático que represente las condiciones de flujo de un pozo de gas condensado en estado saturado, influenciado por las tasas de flujo, Alcides Rafael Rojas-Luz Mary Tenias, Universidad de Oriente-Puerto de la Cruz-Venezuela, 2007.

En la figura 9 se observa la representación esquemática del flujo de gas condensado durante la producción y se puede identificar el bloque de acumulación de condensado y las fases móviles en las tres regiones.

Región 1: Esta es la región interna la cual se encuentra muy cercana al pozo y es donde fluyen ambas fases simultáneamente a diferentes tasas y saturaciones (gas y condensado o líquido), la saturación de condensado S_c es mayor que la saturación crítica del condensado S_{cc} y por lo tanto las fases de gas y líquido son móviles.

En esta región la S_c se estabiliza y el condensado retrógrado que se forma al fluir el gas condensado retrógrado por la zona cercana al pozo a $P_r > P_{wf}$ empuja el volumen de condensado igual al formado, el cual al mezclarse en el pozo con el gas condensado producido genera una composición igual a la del gas condensado original en sitio. Sin embargo la permeabilidad relativa del gas K_{rg} es menor que la original debido a que $S_c < 0$. Es debido a lo mencionado anteriormente que se dice que en esta región es donde ocurre la pérdida de productividad en un pozo de gas-condensado, ya que la permeabilidad del gas se reduce drásticamente en esta región debido a la acumulación de condensado y por la ocurrencia de flujo bifásico. El tamaño de esta región aumenta con el tiempo y es en esta región, donde la presión del yacimiento o reservorio es la menor de las tres regiones.

La cantidad de líquido presente en esta región dependerá principalmente de las características PVT de la mezcla de gas-condensado y de la tasa de producción.

Región 2: Esta región se define como el origen de la acumulación neta de condensado (Condensate Buildup), donde efectivamente solo fluye gas a causa de que la movilidad del líquido es cero, o es muy pequeña. En esta zona intermedia empieza a ocurrir condensación retrógrada dado por una $P_r < P_{rocío}$. La acumulación de condensado retrógrado genera un aumento de la saturación de

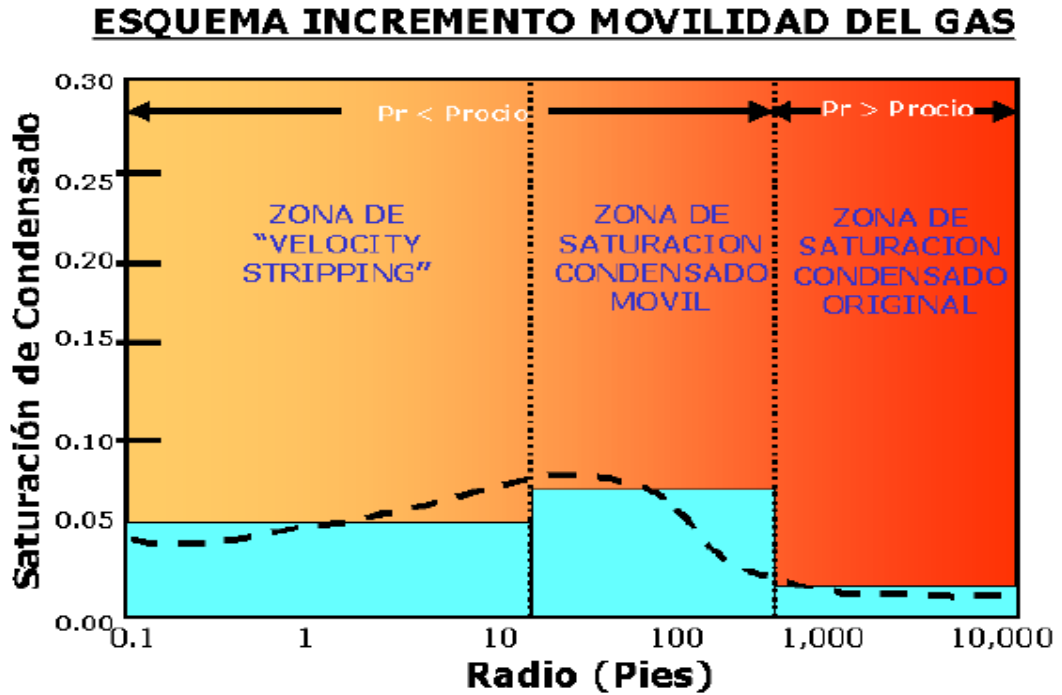
condensado sin alcanzar la saturación crítica $S_c > S_{cc}$, la saturación de condensado alcanzada es igual a la obtenida en una prueba de laboratorio.

El tamaño de esta región es mayor en los momentos iniciales, inmediatamente cuando la presión del yacimiento cae por debajo del punto de condensación o de rocío (dew point) y este tamaño disminuye con el tiempo como consecuencia de que la región 1 se está expandiendo. El tamaño y la importancia de la región 2 es mayor para yacimientos de gas con poco condensado.

Esta región difiere de la región 1 ya que se considera que el condensado tiene una movilidad baja y mientras se establece un gradiente o zona de transición, el condensado no tiende a fluir. La composición de la fase gas está cambiando en esta región, ya que los componentes intermedios y pesados están saliendo en la forma de condensado cerca a los límites de la región 1 y 2. Esto genera el condensado que forma el “**banco**” en la región 1.

Región 3: Esta es la región alejada del pozo pero dentro del yacimiento, y es donde solo ocurre flujo de gas condensado bajo condiciones de presión y saturación: $P_r > P_{rocío}$, $S_c = 0$, $S_g + S_{wi} = 1$. Esta región será siempre y solamente existe en yacimientos de gas condensados, frecuentemente en estado subsaturado, el flujo de gas en una sola fase es usado para cuantificar la contribución de la región 1 a la productividad del pozo, la composición es constante e igual a la del gas original en el yacimiento.

Figura 10. Saturación de Condensado Vs Distancia



Fuente: Reservorios de Gas Condensado-Análisis del Comportamiento, Lucio Carrillo Barandiarán, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú, 2005.

En la figura 10 se observa el incremento en la movilidad del gas en la zona "velocity-stripping" y ésta ha sido encontrada recientemente por la Data de Well Test.

Esta figura indica el comportamiento físico en un yacimiento de gas condensado, tal como lo sugieren estudios experimentales y solo existe un artículo que menciona que los datos de Well Test muestran una región de movilidad del gas mejorada en la inmediata vecindad del wellbore (una cuarta región), esta es una posible región del pozo donde las bajas tensiones interfaciales a altas tasas producen una disminución de la saturación líquida y un incremento de la permeabilidad relativa al gas.

Se ha observado que en yacimientos de alta calidad líquida, la productividad del pozo se reduce inicialmente y posteriormente se incrementa a medida que el yacimiento es depletado, lo cual es controlado primariamente por la saturación del condensado cerca al wellbore. Tanto el gas como el líquido cambian en composición, el líquido llega a ser más pesado y el gas llega a ser menos rico, lo cual resulta en que la viscosidad del líquido llega a ser mayor y la viscosidad del gas llega a ser menor con la producción, lo cual genera una mejora de la movilidad del gas con respecto al condensado.

2.4 PRESIONES PRESENTES EN EL YACIMIENTO¹²

Las presiones que se encuentran presentes en el yacimiento son:

2.4.1. Presión de Yacimiento. Es la presión inicial que ejercen los fluidos sobre el medio poroso, en un yacimiento el cual no se encuentra en estado de producción.

2.4.2. Presión Estática. Es aquella presión que se encuentra en equilibrio (estabilizada) entre la cara de la arena en un pozo cerrado y el yacimiento, traduciendo esto es la presión que genera la energía necesaria para producir la migración del fluido al pozo.

2.4.3. Presión Promedio. Esta presión es definida como la presión que debería alcanzarse si los pozos estuviesen cerrados por un tiempo indefinido, la cual es utilizada para caracterizar el comportamiento del yacimiento y predecir su comportamiento futuro, ya que la misma es un parámetro fundamental para entender la conducta de los mismos en la aplicación de algunos de los tipos de recobros primarios, secundarios, y proyectos de mantenimiento de presión.

¹² GUTIÉRRES JIMÉNEZ Ma. Alejandra, NAVAS MACUARE Yoleida Celestina. Estudio de los diagramas de fase en yacimientos de gas (seco, húmedo y condensado). Universidad del Oriente, Barcelona. abril del 2011. - ALCIDES Rafael ROJA-Luz Mary tenias: "Modelo matemático que represente las condiciones de flujo de un pozo de gas condensado en estado saturado, influenciado por las tasas de flujo" Universidad de Oriente-núcleo de Anzoátegui. Puerto la Cruz-Venezuela-2007.

2.4.4. Presión de Fondo Fluyente. Es la presión que proporciona la energía necesaria para levantar la columna de fluido del fondo del pozo hacia la superficie, cuya presión es calculada en el fondo del pozo cuando el mismo se encuentra en producción, la cual debe ser menor a la presión de yacimiento para así crear el diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento.

2.4.5. Presión de Burbuja. Es la presión en la cual se encuentran en estado de equilibrio el petróleo y el gas, y donde el petróleo ocupa prácticamente todo el sistema, excepto por una cantidad infinitesimal de gas.

2.4.6. Presión de Rocío. Es la presión en la cual se encuentran en estado de equilibrio el petróleo y el gas, y donde el gas ocupa prácticamente todo el sistema, excepto por una cantidad infinitesimal de petróleo (líquido).

2.4.7. Presión de Cabezal o Cabeza. Es la presión en la superficie medida mediante un manómetro. Entre esta presión y la de fondo fluyendo debe existir un diferencial que permita el ascenso del fluido hasta la superficie.

2.4.8. Presión Capilar. Es la diferencia de presión a través de las interfaces, o también como las fuerzas retentivas, que impiden el vaciamiento total del yacimiento. Las fuerzas capilares presentes en el yacimiento se originan por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (Gas, Petróleo y Agua) que coexisten en dicho medio, los datos de presión capilar proveen de información muy útil sobre el radio de garganta de poro efectiva, permeabilidad y al ser convertido a condiciones de superficie, también proveen un estimado de la elevación de la columna de hidrocarburos necesaria para producir una saturación de agua determinada en un tipo de roca.

2.5 PRINCIPALES PROPIEDADES DEL GAS CONDENSADO¹³

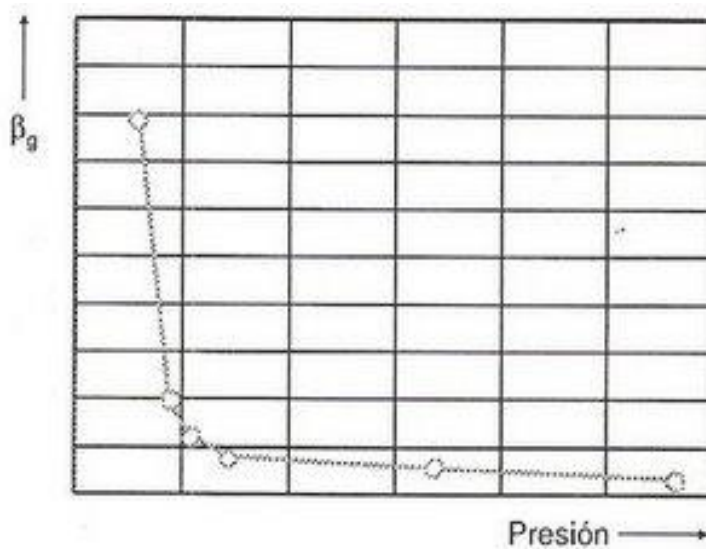
A continuación se mencionan las propiedades más representativas de un gas condensado.

2.5.1. Factor Volumétrico de Formación del Gas (β_g).

Es un factor que representa el volumen de gas libre, a presión y temperatura del yacimiento por unidad volumétrica de gas libre a condiciones normales.

El factor volumétrico de formación del gas consiste principalmente en la relación que existe entre el volumen que ocupa un gas a condiciones de presión y temperatura de yacimiento y el volumen que ocupa un gas a condiciones de presión y temperatura normales.

Figura 11. Factor Volumétrico del Gas Vs Presión



Fuente: MARIANO Martín. Factores volumétricos de formación: Factor volumétrico de formación del gas [online]. Google [citado: 22 de Marzo de 2009; 20:34:00]. Disponible en Internet: <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/factores-volumetricos-de-formacion.html>

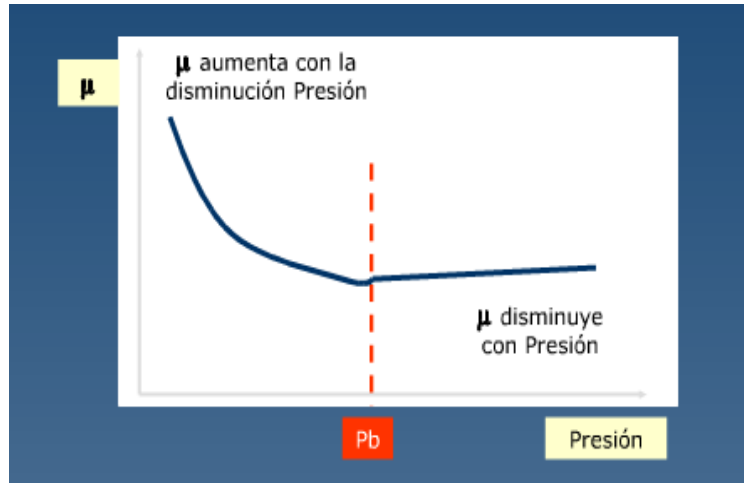
¹³ WILLIAM D. McCain, Jr. The properties of petroleum fluids – second edition. Tulsa, Oklahoma, 1990. – li fan, billy w. harris. Revisión de los yacimientos de gas condensado. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/spr06/p16_29.ashx

La figura anterior permite explicar de manera clara cómo se comporta el factor volumétrico de formación del gas a medida que disminuye la presión.

La presión inicial debe ser igual o menor a la presión equivalente en el punto de burbuja para que se pueda producir gas en el yacimiento, la gráfica muestra que inicialmente el volumen de gas que se produce a medida que disminuye la presión va aumentando de manera muy pobre debido a que las burbujas que se forman del gas que se libera ocupan un volumen muy pequeño y están aisladas por lo cual no pueden liberarse fácilmente; posteriormente se observa que el volumen de gas aumenta de manera brusca a medida que disminuye la presión, esto ocurre porque las burbujas de gas comienzan a unirse y por ende el volumen de gas liberado aumenta con respecto al volumen líquido y esto facilita la liberación rápida del gas a medida que disminuye la presión hasta que llega un punto en que todo volumen de gas es liberado a una determinada presión.

2.5.2 Viscosidad del gas (μg). La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia interna que ofrecen sus moléculas a fluir. En general, la viscosidad de un gas es mucho menor que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares en un gas son mayores que en un líquido. Todos los gases o condensados tienen comportamiento Reológico Newtoniano y se rigen por la ley de la viscosidad de Newton.

Figura 12. Análisis de la Liberación de Gas al Aumentar la Viscosidad



Fuente: MARIANO Martín. Factores volumétricos de formación: Factor volumétrico de formación del gas [online]. Google [citado: 22 de Marzo de 2009; 20:34:00]. Disponible en Internet: <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/factores-volumetricos-de-formacion.html>

Existen algunos factores que afectan la viscosidad de un gas:

- A bajas presiones **< 1000-1500 psia**, a medida que aumenta la temperatura aumenta la viscosidad de un gas debido al incremento de la energía cinética de las moléculas que producen gran número de choques intermoleculares.
- A elevadas presiones **> 1000-1500 psia**, a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad de un gas debido a la expansión térmica de las moléculas. A elevadas presiones las distancias intermoleculares de los gases son pequeñas y un gas tiende a comportarse como líquido.
- A cualquier temperatura la viscosidad de un gas aumenta con el incremento de la presión debido a la disminución de las distancias intermoleculares.
- A medida que un gas es más pesado, sus moléculas serán más grandes y por lo tanto su viscosidad será mayor.

2.5.3. Densidad del Gas Condensado (ρ_{gc}). En un determinado volumen las moléculas de gas ocupan cierto espacio, si aumenta el volumen, la cantidad de moléculas (al tener mayor espacio) se distribuirán de manera que encontremos menor cantidad en el mismo volumen anterior.

Se puede medir la cantidad de materia, ese número de moléculas, mediante una magnitud denominada masa. La cantidad de moléculas, la masa, no varía al aumentar o disminuir (como en este caso) el volumen, lo que cambia es la relación masa-volumen. Y a esa relación se le denomina densidad. La densidad es inversamente proporcional al volumen (al aumentar al doble el volumen, manteniendo constante la masa, la densidad disminuye a la mitad) pero directamente proporcional a la masa (si se aumenta al doble la masa, en un mismo volumen, aumenta al doble la densidad).

$$\rho_g = \frac{m}{v} \qquad \text{Ec. 1.1}$$

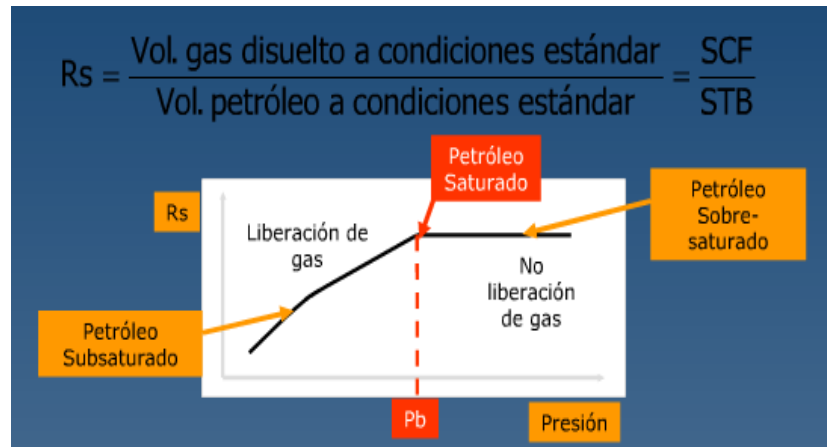
2.5.4. Cantidad de Gas en Solución (R_s). Es la cantidad de gas en solución que tiene el crudo disuelto dentro de él.

- Petróleo Sobresaturado: por encima de la P_b no puede disolver mas aceite.
- Petróleo Saturado: a la P_b existe un equilibrio.
- Petróleo Subsaturado: es por debajo de la P_b .

Cuando la presión es menor o inferior a P_b , el crudo comienza a liberar gas y la cantidad de gas en solución disminuye.

$$R_s = \frac{\text{Volumen de Gas Disuelto a CS} \text{ [SCF]}}{\text{Volumen de Petróleo a CS} \text{ [STB]}}$$

Figura 13. Gas en Solución Vs Presión



Fuente: MARIANO Martín. Factores volumétricos de formación: Factor volumétrico de formación del gas [online]. Google [citado: 22 de Marzo de 2009; 20:34:00]. Disponible en Internet: <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/factores-volumetricos-de-formacion.html>

2.6 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA FORMACIÓN¹⁴

2.6.1. Daño de Formación. Se define como una caída de presión debido a cualquier restricción al flujo en el medio poroso causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo.

El daño puede ser clasificado de acuerdo a su origen en:

2.6.1.1. Daños de Eflujo. Son los daños causados por el desplazamiento de fluidos desde el pozo hacia la formación. Estos daños son considerados como las restricciones, ya que pueden ejercer control sobre ellos, por ser productos de acciones implementadas durante la perforación, completamiento o reacondicionamiento del pozo, entre los daños más comunes se tienen:

- Taponamiento
- Arcillas Hidratadas
- Cambio de Humectabilidad

¹⁴ ALCIDES Rafael ROJA-Luz Mary tenias: "Modelo matemático que represente las condiciones de flujo de un pozo de gas condensado en estado saturado, influenciado por las tasas de flujo" Universidad de Oriente-núcleo de Anzoátegui. Puerto La Cruz-Venezuela-2007.

- Derrumbes
- Formación de Emulsiones
- Bloqueo por Agua
- Estimulación

2.6.1.2. Daños de Influjos. Son daños causados por el movimiento de fluidos desde la formación hacia el pozo. En estos casos es casi imposible ejercer control sobre estos daños y es muy probable que al tratar de controlar algunos de ellos se ocasione alguna reducción en la tasa de producción.

Los daños más comunes son los siguientes:

- Migración de Finos
- Precipitación de Asfáltenos y Parafinas
- Cambios de Permeabilidades Relativas

2.6.1.3. Pseudo – Daño. Es la restricción de flujo sin reducir el diámetro de los poros o la permeabilidad. En el pseudo-daño, la terminación y la técnica de operación están relacionadas con el yacimiento, los objetivos de la producción y las condiciones geológicas.

2.6.2. Porosidad (\emptyset). Es la propiedad de una roca para alojar fluidos, se expresa cuantitativamente y porcentualmente mediante la relación de volumen de sus intersticios. En términos porcentuales, la porosidad máxima de una roca de granos esféricos perfectos es 47,64%. En la práctica, la porosidad de los yacimientos petrolíferos se encuentra entre 10% y 25%.

2.6.3. Permeabilidad. Es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se dice que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable. Estas permeabilidades se clasifican en:

2.6.3.1. Permeabilidad Absoluta. Es la permeabilidad de la roca cuando a través de ella solo fluye una fase que la satura 100% el espacio poroso.

2.6.3.2. Permeabilidad Efectiva. Es aquella que corresponde a una determinada fase cuando fluyen en el medio poroso dos o más fases. Es una función de la saturación del fluido en consideración y su valor es menor que la permeabilidad absoluta.

Varios estudiosos de los yacimientos de gas condensado han demostrado que la permeabilidad efectiva al gas condensado en la zona cercana al pozo no es solo función de la saturación sino también de la velocidad del gas, efecto que ha sido cuantificado a través del número capilar (N_c) y de la resistencia inercial (β), el condensado retrógrado se caracteriza por baja tensión interfacial así que el flujo de gas condensado en presencia de una fase líquida, no se puede modelar con curvas de permeabilidades relativas conocidas correspondientes a alta tensión interfacial.

2.6.3.3. Permeabilidad Relativa. Es un concepto empleado para relacionar la permeabilidad absoluta (100% saturado de fluido) de un sistema poroso con la permeabilidad efectiva de una fase de un fluido en particular en el sistema cuando ese fluido solo ocupa una fracción del volumen poroso total. Es decir da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso.

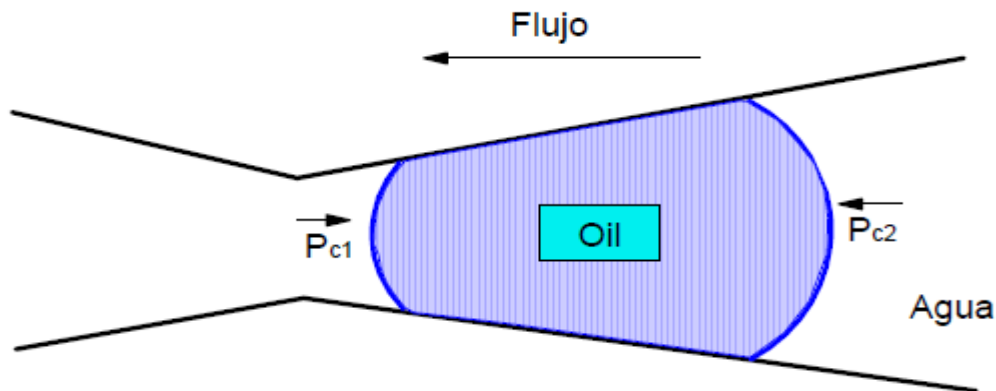
Es una de las variables fundamentales en la simulación de yacimientos y se utiliza para predecir la tasa de producción de un yacimiento.

La permeabilidad relativa ha sido relacionada convencionalmente con la saturación en vista de que se ha observado que la permeabilidad efectiva decrece con la disminución en la saturación de las fases. En sistemas de dos fases esta relación es expresada como función de saturaciones.

La importancia de la permeabilidad relativa radica en la habilidad del petróleo y agua a fluir simultáneamente en un medio poroso.

2.6.4. Histéresis. **Cuando** la interfase fluido-fluido está avanzando o retrocediendo sobre una superficie se produce el fenómeno de histéresis, y es un término aplicado a la diferencia en las propiedades multifásicas de las rocas que dependen de la dirección de cambio de saturación.

Figura 14. Efecto de la Presión Capilar en el Movimiento de una Gota de Petróleo.



Fuente: ESCOBAR MACUALO Freddy Humberto, Ph.D. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos: [online]. Google. Disponible en Internet: http://dl.dropbox.com/u/329429/Informacion_tecnica/Fundamentos%20de%20Ingenieria%20de%20Yacimientos%20Por%20Freddy%20H.%20Escobar%20MA.%20Ph.D..Pdf

El fenómeno presente en la figura 14, se debe a que la presión capilar 1 (P_{c1}) quiere mover el aceite hacia la izquierda y la presión capilar 2 (P_{c2}) hacia la derecha, puesto que el radio en la izquierda es menor, la presión capilar, P_c , es mayor y se requiere cierto gradiente de presión (mayor que P_c) para mover la burbuja.

2.6.5. Saturación de los Fluidos. Se denomina saturación a la fracción del espacio poroso ocupado por determinado fluido.

Mientras mayor sea la saturación de la roca mojada por un fluido en particular, mayor será la eficiencia de recobro de ese fluido, la misma se denota como S_i

donde la *i* se sustituye por **g** cuando el fluido es gas; **o** cuando es petróleo y **w** cuando es agua.

- Saturación Crítica de condensado: Para desarrollar valores de saturación crítica de condensado es necesario usar flujos bifásicos de muestras de areniscas.

2.6.6. Movilidad. Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad del fluido.

$$\lambda_f = \frac{K_f}{\mu_f}$$

En un proceso de flujo multifásico, existe relación entre las movilidades de los fluidos, a esto se le conoce como relación de movilidad, **M**, normalmente se expresa como la relación entre el fluido desplazante sobre el desplazado (algunos autores consideran la definición contraria). Si el fluido desplazante es agua:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

Si **M>1**, significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua. Si **M=1**, significa que ambos fluidos tienen igual movilidad y si **M<1**, significa que el agua es muy móvil con respecto al crudo.

2.6.7. Mojabilidad. Tendencia de un fluido en presencia de otro inmisible con él a extenderse o adherirse a una superficie sólida. Los compuestos polares orgánicos en el crudo reaccionan con la superficie de la roca convirtiéndola en mojable por petróleo.

Geológicamente el agua es mojable. El grado de mojabilidad está relacionado de la siguiente forma: Gas < Oil < Agua. Cuando dos fluidos inmiscibles están en

contacto, el ángulo formado por ellos (medido sobre el agua) se llama ángulo de contacto.

A continuación se encontrarán una serie de tablas que contienen información de gran importancia entre propiedades y características para la clasificación y el estudio más detallado de los yacimientos de gas condensado:

Figura 15. Composiciones típicas de mezclas provenientes de yacimientos de Hidrocarburos.

Composiciones típicas de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos

Componente	Gas seco	Gas húmedo	Gas condensado	Petróleo volátil	Petróleo negro
C ₁	96.0	90.0	75.0	60.0	48.83
C ₂	2.0	3.0	7.0	8.0	2.75
C ₃	1.0	2.0	4.5	4.0	1.93
iC ₄ -nC ₄	0.5	2.0	3.0	4.0	1.60
iC ₅ -nC ₅	0.5	1.0	2.0	3.0	1.15
C ₆	-	0.5	2.5	4.0	1.59
C ₇₊	-	1.5	6.0	17.0	42.15
MC ₇₊	-	115	125	180	225
RGL, PCN/BN	-	26000	7000	2000	625
Líquido de tanque	API	60°	55°	50°	34.3°
	color	Incoloro Amarillo Claro	Amarillo Claro Amarillo	Amarillo Oscuro	Negro

Fuente: Caracterización física de los yacimientos, Ingeniería de Yacimientos. http://www.ferap-ingo.pweb.es/pages/biblioteca/material_tecnico/ingenieria_de_yacimientos_2.htm

Figura 16. Rango de los parámetros de propiedades para diferentes tipos de yacimientos.

Rango de los parámetros de propiedades para diferentes tipos de yacimientos

	Gas seco	Gas condensado	Petróleo volátil	Petróleo negro
Relación Gas-líquido (Pet. O Cond.) PCN/BN	> 100.000	5.000 a 10.000	2.000 a 5.000	< 2.000
Gravedad API del líquido de tanque	-----	40 - 60°	> 40°	£ 40°
Color del líquido del tanque	-----	Incoloro Amarillo claro	Amarillo oscuro	Negro verde-oscuro
Factor volumétrico del petróleo (o cond.) BY/BN	-----	-----	> 1.5	< 1.5
Composición del fluido original	$C_1 > 90\%$ $C_5 < 1\%$	$C_7 < 12.5\%$ $C_1 > 60\%$	$C_7 > 12.5\%$ $C_1 < £ 60\%$	$C_7 > 40\%$ $C_1 < 50\%$
Temperatura del Yacimiento	$> T_{cdt}^*$	200 - 400 °F $T_C < T < T_{cdt}$	$T \gg T_C^{**}$	$T < T_C$

* Temperatura Cricondentérmica
** Temperatura Crítica

Fuente: Caracterización física de los yacimientos, Ingeniería de Yacimientos. http://www.ferap-ingp.pcweb.es/pages/biblioteca/material_tecnico/ingenieria_de_yacimientos_2.htm

Figura 17. Identificación y Análisis de los Fluidos de Yacimiento

IDENTIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO EN EL CAMPO					
	ACEITE NEGRO	ACEITE VOLÁTIL	GAS RETROGRADO	GAS RICO	GAS SECO
Producción inicial relación gas-líquido	< 1.750	1.750- 3.200	> 3.200	> 15.000	100.000
Gravedad °API de líquido inicial en el tanque	< 45	> 40	> 40	Por encima de 70	No hay líquidos
Color de líquido en el tanque	Oscuro	Colores claros	Colores más claros	Transparente	No hay líquidos
ANÁLISIS DE LABORATORIO					
	ACEITE NEGRO	ACEITE VOLÁTIL	GAS RETROGRADO	GAS RICO	GAS SECO
Cambio de fase en el yacimiento	Punto de burbuja	Punto de burbuja	Punto de Rocío	No hay cambio de fase	No hay cambio de fase
% molar del heptano plus	> 20 %	20-12,5	< 12,5	< 4	< 0,7
Factor volumétrico de formación del aceite en el punto de burbuja	< 20 %	> 20	--	--	--

Fuente: Conceptos Básicos de Comportamiento de Fases II-Guías del Ingeniero Julio C. Pérez-UIS.

Los yacimientos de gas condensado además de todos los anteriores parámetros, hay uno que hace referencia al tipo de roca presente en el yacimiento, se puede decir que en esta clase de yacimientos podemos encontrar cualquier tipo de roca, entre las cuales se pueden mencionar:

- Areniscas
- Carbonatos
- Calizas

3. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE YACIMIENTOS A NIVEL MUNDIAL DE GAS CONDENSADO Y SUS CARACTERÍSTICAS QUE LO IDENTIFICAN

En esta sección se hará una breve recopilación y descripción de algunos campos de yacimientos de gas condensado, su ubicación, algunos problemas presentes en estos, resultados y algunas propiedades y características principales.

Esta recopilación de información se hace con el objetivo de hacer un pequeño análisis de algunos campos de Gas Condensado para posteriormente realizar una pequeña caracterización, la cual permite comparar a manera de analogías y así mediante la herramienta informática en el capítulo 5, concluir el tipo de yacimiento dependiendo de las principales características y propiedades descritas con anterioridad.

3.1 CAMPO ARUN - INDONESIA.

El campo Arun, está ubicado en la provincia de Aceh en la costa norte de Sumatra, Indonesia.

Figura 18. Localización del campo Arun



Fuente: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ID>.

La presión inicial del yacimiento era de 7115 psia y la temperatura inicial de 351 °F, a una profundidad de 10050 ft. La formación de gas tenía una extensión superficial de 23000 hectáreas y el espesor de la formación era de 1000 ft. La presión del punto de rocío es 4400 psi a 352 ° F.

Respecto a la composición de este yacimiento se ha encontrado que posee un contenido de Metano de cerca del 80% Mol; y la fracción de componentes de C₇₊ es de 8,5% Mol.

Los análisis de núcleos identificaron porosidades intercristalinas, y el depósito es una formación de piedra caliza, roca carbonatada.

Este fluido pese una gravedad °API de 54,5 sin contenido de Azufre, un GOR de 20000 scf/STB y posee un color blanco transparente.

El campo contiene más de 14 billones de pies cúbicos de reservas de gas recuperable y más de 700 millones de barriles de condensado. Este campo es el más grande productor de gas de Indonesia y uno de los más grandes del mundo.

Durante 1992, el campo produjo un promedio de 3,32 millones de pies cúbicos diarios de gas natural y 112 mil barriles diarios de condensado, todo esto debido a una alta permeabilidad.

Este campo fue descubierto por la MOBIL a finales de 1971, y su producción comenzó desde 1977, y ésta se ha incrementado anualmente en 3 MMscf/día.

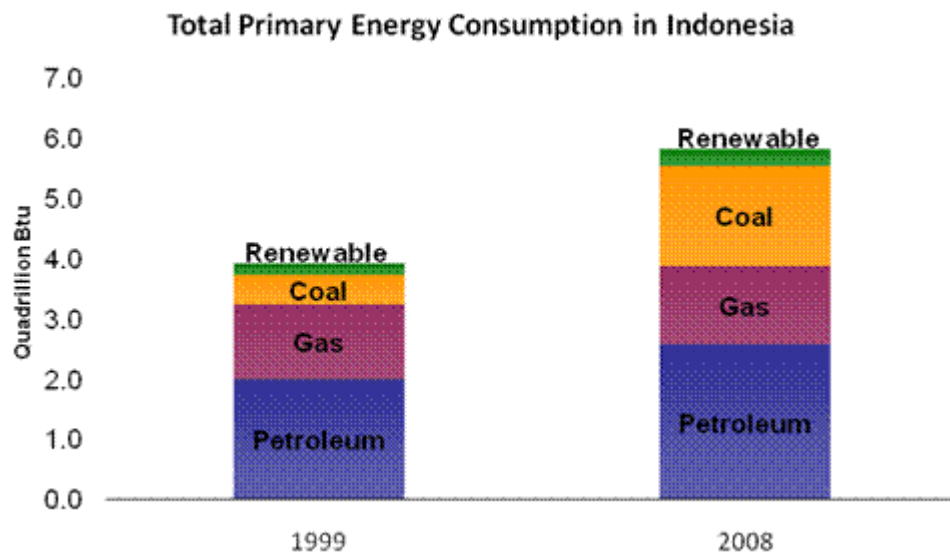
El campo Arun es un yacimiento de gas condensado asociado con agua. El campo produce 32000 B/día de agua condensada; y esta agua es tratada en dos etapas secuenciales antes de su descarga. Además posee problemas de corrosión precisamente a la existencia de agua.

La MOBIL OIL INDONESIA predijo un aumento significativo de agua, con el pasar de los años y la maduración del campo.

Esta agua es tratada muy cuidadosamente mediante tratamiento biológico y químico, ya que se requería controlar su PH, controlar bacterias entre otros parámetros.

En las últimas tres décadas la producción ha declinado debido a que los pozos perforados son muy antiguos, pero en la última década se están perforando nuevos pozos, ya que el consumo de energía en toda Indonesia ha aumentado en cerca del 50% en los últimos 15 años.

Figura 19. Consumo Total de Energía Primaria en Indonesia

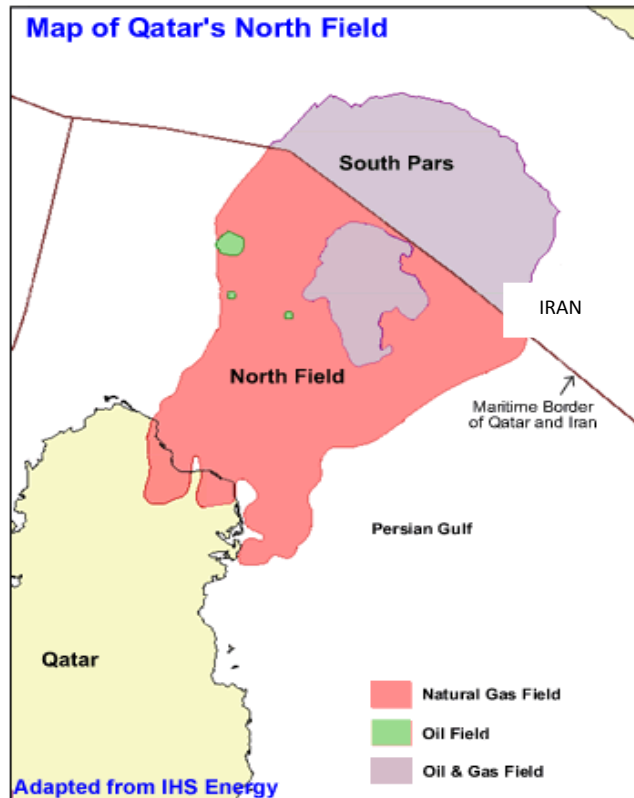


Fuente: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ID>.

3.2 CAMPO NORTH – QATAR

El campo North esta situado al Nor-Oeste de la parte superior del norte de Qatar (Offshore), y se extiende hasta la parte sur de Irán (Campo Pars), todo esto en lo que se denomina Golfo Pérsico.

Figura 20. Localización del campo North - Qatar



Tomado de: Nathan Miller, Hadi Nasrabadi, Texas A&M University-Qatar, Ding Zhu, Texas A&M University-Application of Horizontal Well to Reduce Condensate Blockage in Gas Condensate Reservoirs. SPE 130996, 2010.

El pozo fue descubierto y perforado hacia el año 1971. Según los estudios, se concluyó que este fluido poseía mediana concentración de componentes pesados C_7^+ (alto peso molecular), cerca del 4% molar.

Este campo se extiende sobre aproximadamente 60.000 hectáreas y además contiene aproximadamente 900 Tpc de gas natural presionados en su yacimiento de manera anormal. Su desarrollo ha sido dividido o ha tenido varias etapas.

La producción inicial del campo fue en 1989 por Qatar Petroleum (Operador) para abastecer el mercado nacional del gas. Desde principios de su descubrimiento se

han perforado gran cantidad de pozos y estos han sido perforados a profundidades entre 8500 y 9600 ft aproximadamente.

En estos yacimientos de gas condensado está presente una buena cantidad de agua, que es mucho más somera, esto refiriéndose a profundidades cerca de 215 ft.

El área superficial de este campo es de aproximadamente 1950 Km². El yacimiento posee una presión inicial de 5315 psia y una temperatura inicial que oscila entre 210 y 222 °F. Con cantidades de Metano promedio de 81 % Mol.

El fluido de este campo posee una gravedad de 48 °API, con porosidades entre 10 y 15 % y permeabilidades del orden de 5000 md aproximadamente.

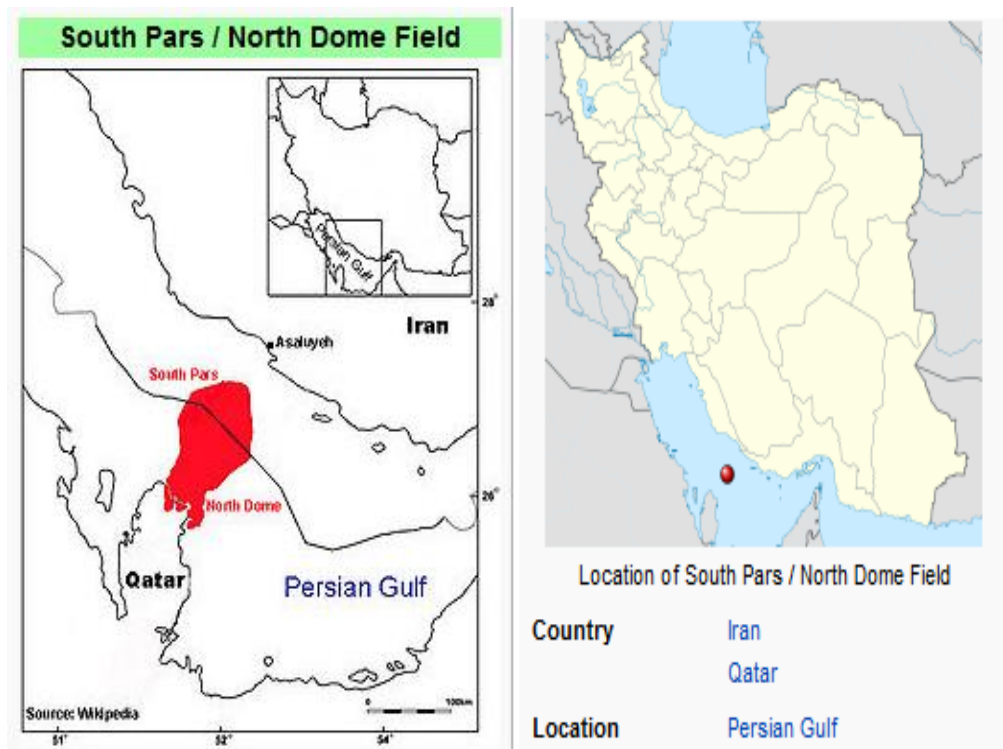
Este yacimiento fue dividido en sub-zonas, llamadas Khuff (formación), las cuales son zonas de yacimientos de roca carbonatada. Estas formaciones productoras provienen de finales del Pérmico y principios del Triásico y cada una está dividida por barreras impermeables.

Durante el año 2009 Qatar exporto más de 2400 MMft³ de gas natural, de los cuales el 70% es gas natural licuado (GNL). Además Qatar exporta actualmente cerca de 2 MMft³/día de gas natural a Emiratos Árabes entre otros. En el año 2009 Qatar fue el primer exportador mundial de GNL, exportando casi 1800 MMft³ de gas natural licuado.

3.3 CAMPO SOUTH PARS – IRÁN (GOLFO PÉRSICO)

Localizado más exactamente entre Qatar e Irán, en el Golfo Pérsico. (Ver figura 20). Según los estudios hechos en este campo, y usando modelos que predicen un reflejo de la permeabilidad relativa se concluyo que habían zonas en las cuales esta permeabilidad era considerablemente alta.

Figura 21. Localización del Campo South-Pars



Fuente: <http://www.eia.gov/emeu/cabs/Qatar/pdf.pdf>

Entre este campo y el de North, representan entre 1000 y 2000 Tpc in Situ; y entre 30 y 70 Billones de Barriles de condensado in Situ. Todas estas zonas cercanas, además son de la formación Khuff al igual que en el campo North de Qatar.

Este campo junto al anteriormente mencionado, se consideran las mayores fuentes de suministro de gas en el mundo. Este campo posee profundidades submarinas, que van desde los 9000 ft hasta más de 11500 ft; este yacimiento posee una presión inicial de 7000 psia, la cual fue declinando y tomada como base a 5000 psia; y una temperatura de aproximadamente entre 250 y 300 °F. Se han reportado presiones de punto de rocío que varían entre los 4000 y 6000 psia.

Las permeabilidades relativas de esta zona y las zonas cercanas, las cuales hacen parte de la misma formación, están al mismo nivel, es decir 5000 md-ft. Hablando de la porosidad, igualmente se puede decir que como es una inmensa zona la cual está subdividida en bloques o zonas, posee porosidades que van desde el 4% hasta el 20%.

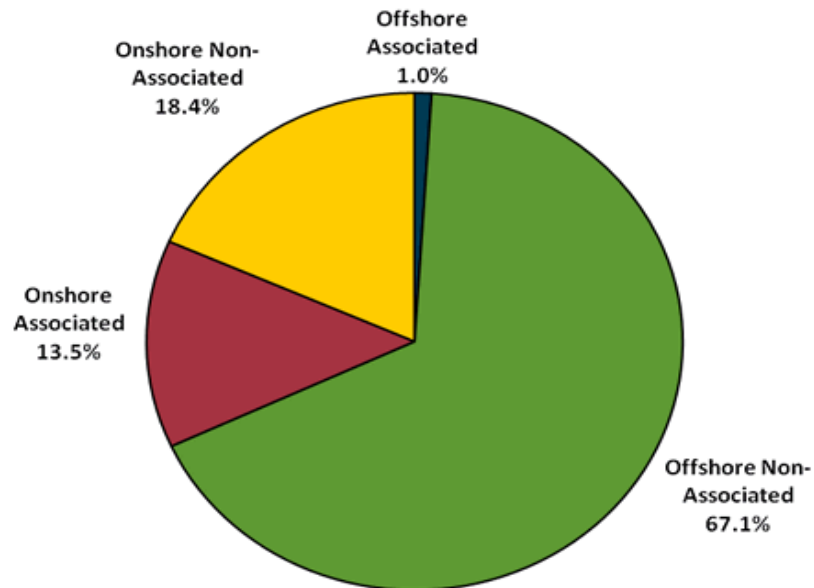
Los rangos de contenidos de Metano están entre 65 y 85% mol; con contenidos de C₆₊ entre 1,5 y 4,5% mol. Los contenidos de C₇₊ varían con la profundidad, pero están alrededor de 1,98 % mol.

Este campo cuenta con una gravedad °API de 53; una densidad $\rho = 47,82 \text{ lbm/ft}^3$; y una viscosidad $\mu = 1,39 \text{ cp}$.

Según el estudio de simulación arroja que no posee un acuífero, aunque esto ha sido motivo de estudio y de discusión.

A continuación, se muestra un diagrama de la producción y el consumo total de Irán en las últimas cuatro décadas (figura 22). Actualmente Irán cuenta con 40 campos productores, de los cuales 13 son Offshore y 27 Onshore.

Figura 22. Reservas de Gas en Irán



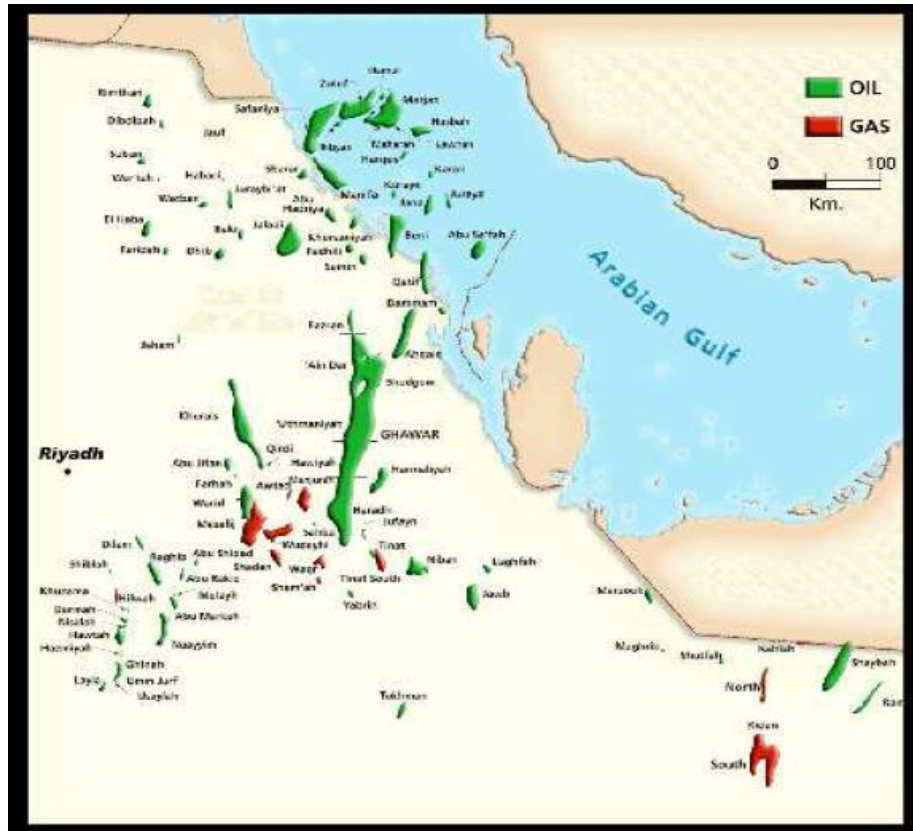
Fuente: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=IR>

3.4 CAMPO GHAWAR – ARABIA SAUDITA

El campo Ghawar está ubicado en la parte oriental de la provincia de Al-Ahsa en Arabia Saudita, según se observa en la figura 23; es considerado uno de los campos más importantes y de mayor producción de petróleo y gas, tanto en Arabia Saudita como en el mundo.

El Ghawar fue descubierto hacia el año 1948, e inició su producción en el año 1951. Hacia el año 1981 la producción alcanzó un pico máximo de 57 MMBbl/día.

Figura 23. Localización del campo Ghawar



Fuente: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=SA>

La roca de Ghawar proviene de la formación montañosa de Tuwaiq. Estos yacimientos provienen del Pérmico y del Paleozoico con presencia principalmente de calizas y carbonatos.

Principalmente la producción de gas de este campo es a partir de la mayoría de depósitos del Paleozoico y además Ghawar está ocupado por un anticlinal por encima de un bloque de falla de basamento.

Su historia de producción es gracias a la gran extensión que posee este campo, cerca de 8000 Km²; es por tanto el mayor yacimiento convencional del mundo.

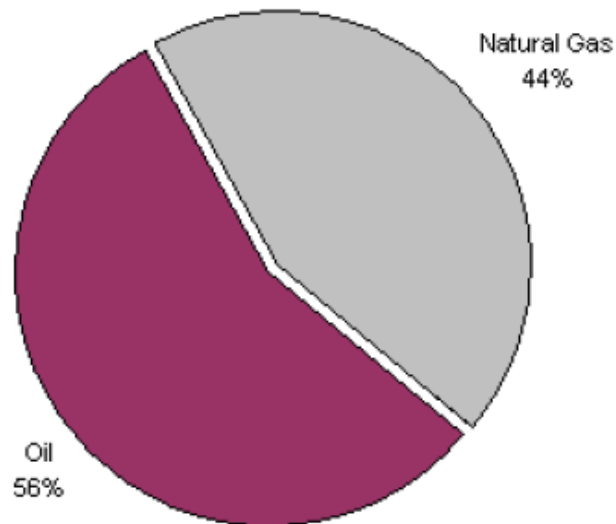
La porosidad de la roca es de cerca del 15 al 20% y posee altas permeabilidades alrededor de 200 md. La profundidad a la cual se empieza a encontrar este producto es cerca de los 7000 ft. Este yacimiento posee un acuífero activo, y las profundidades de interés están entre los 10000 y los 14000ft.

La viscosidad de este condensado es de 4,12 cp. Posee una gravedad °API de 49,5, el contenido molar de Metano CH₄ es de 82%, el contenido de componentes pesados (C₇⁺) es de cerca del 3%. Con contenido de Azufre del 2%. Este condensado es blanco.

El rango de las temperaturas en este yacimiento está entre 200 y 250 °F, y las presiones del orden de 6000 y 6500 psia.

Este campo para el año 2000, la producción acumulada era de unos 51 MM de petróleo, debido a que la presión del yacimiento era continua y constante. El operador de este campo es Saudí Aramco.

Figura 24. Consumo Total de Energía en Arabia Saudita

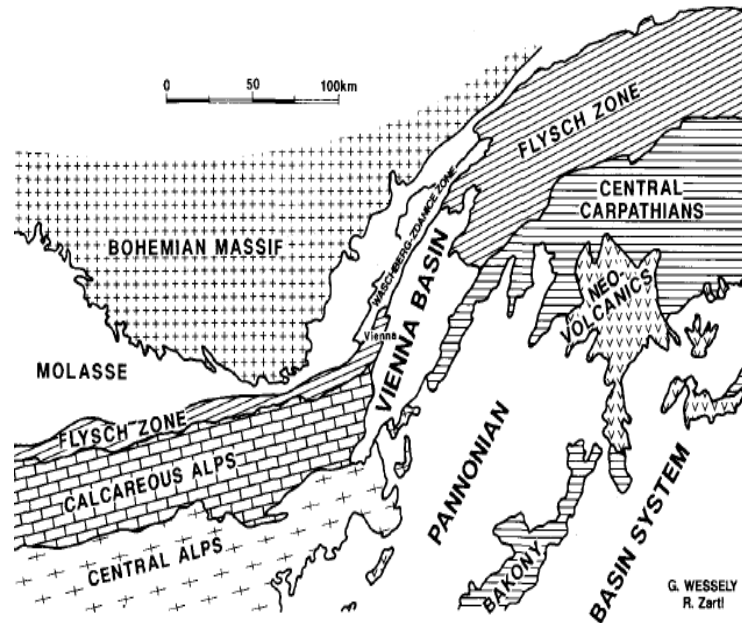


Fuente: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ID>.

3.5 CAMPO HÔFLEIN – AUSTRIA-VIENNA

Este campo de gas condensado está localizado en la parte Nor-Este de la baja Austria, es decir en la parte central de Europa. Figura 25

Figura 25. Localización del campo Hôflein



Fuente: MITT. ÔSTERR, Outline Of Sedimentation, Tectonic Framework and Hydrocarbon Occurrence in Easter Lower Austria, Guidebook, September 1992.

Este yacimiento fue descubierto hacia el año 1982 y desde 1987 ha producido en 9 pozos. A lo largo de la formación, la roca reservorio varía respecto a parámetros como porosidad entre otros. Además esta formación está dividida en dos grandes zonas de gran importancia y con marcadas diferencias, la zona Formación Hôflein alta y la zona baja.

La presión de este yacimiento corresponde a la presión de rocío, que es del orden de 4200 psia y con una temperatura cercana a los 180°F; esto hablando de profundidades del orden de 8400 ft y 9400 ft.

Uno de los principales problemas que ha presentado este yacimiento es debido a la presencia de Asfaltenos y Resinas; y no solo en este yacimiento sino también en zonas productoras aledañas. Y para solucionar este tipo de inconvenientes, se hacen estudios y se han hecho una gran cantidad de procesos de Fraccionamiento, Destilación y hasta experimentos de procesos de Floculación.

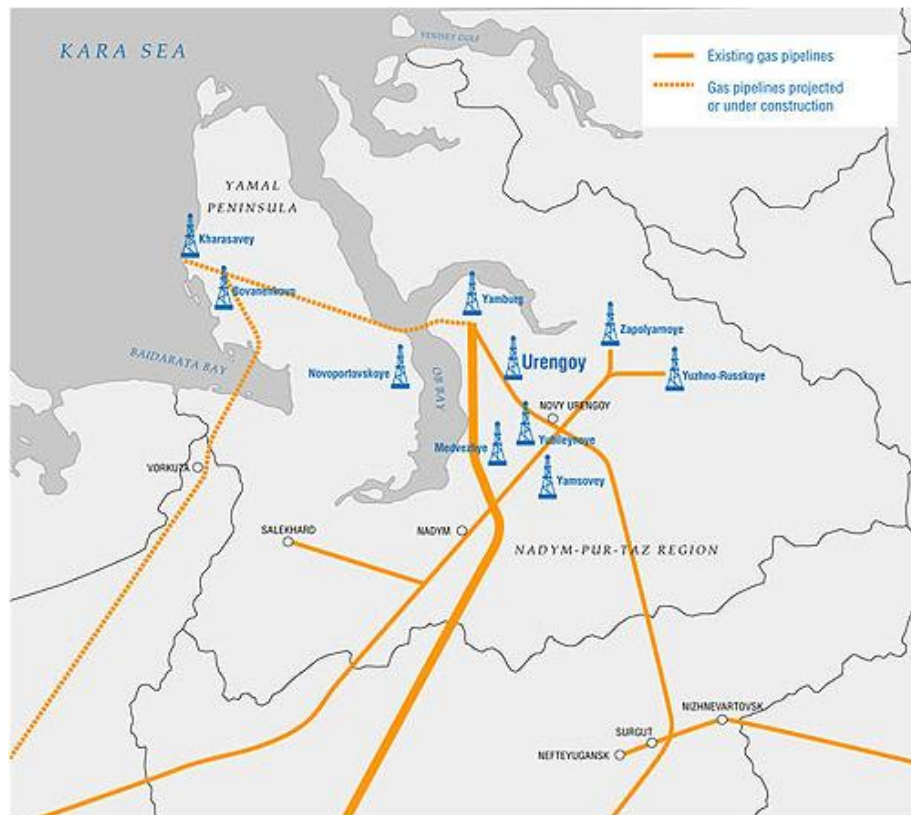
Este condensado presenta cantidades relativamente altas de CO₂, del orden del 16% Mol; y contenido de fracciones de pesados C₇₊ del orden del 4% Mol. Referente a la cantidad de Metano es de esperarse encontrar una cantidad no muy alta, ya que como se menciona tiene grandes cantidades de otros componentes; entonces posee entre 65 y 68 % Mol de CH₄. El fluido también tiene una densidad de 761,3 Kg/m³, y una Gravedad °API de 54,4.

3.6 CAMPO URENGOY – RUSIA

Sus inicios datan de los años 1966, año en el cual fue descubierto; y su producción fue hasta el año 1978. Para el año 1984 se empieza a exportar este gas hacia el Oeste de Europa.

En cuanto a la producción, se han extraído más de 5000 toneladas de condensado, y esta bajo la operadora Gazprom Dobycha. Posee unas reservas estimadas de Gas in Situ de 353000 billones de ft³.

Figura 26. Localización del Campo Urengoy



Fuente: <http://www.gazprom.com/about/subsidiaries/list-items/gazprom-dobycha-urengoy/>

Y al igual que la mayoría de campos o yacimientos de gas condensado en el mundo, tiene problemas debido precisamente al condensado que se forma. Y muy bien se sabe que debido a la presencia de condensados, hay una depleción en el yacimiento a lo largo de tiempo de producción, y por lo tanto una caída en el desarrollo de todos y cada uno de los campos con estas condiciones.

En los artículos investigados acerca de este yacimiento, son muchos los factores que intervienen en el desarrollo y en especial en el factor de recobro de condensados; y entre estos es de gran interés la baja o lenta permeabilidad en los depósitos. Esta baja permeabilidad es la que mayormente interviene en este tipo de yacimientos.

Además, se menciona sobre el espaciamiento entre pozos y cómo este afecta directamente el recobro de condensados; es decir, que a mayor espaciamiento entre los pozos aumenta el factor de recobro.

Este yacimiento posee una porosidad de 16% y una permeabilidad que varía con la profundidad.

La presión del yacimiento está por el orden de 600 bar, que es aproximadamente 8750 psia, con una profundidad de 3500 m; es decir cerca de 11500 ft y una temperatura del orden de los 230 °F.

En cuanto a la composición posee una cantidad de Metano del 81 % Mol; y una cantidad de C₇₊ cercana al 5 % Mol. Este fluido posee una gravedad °API de 50.

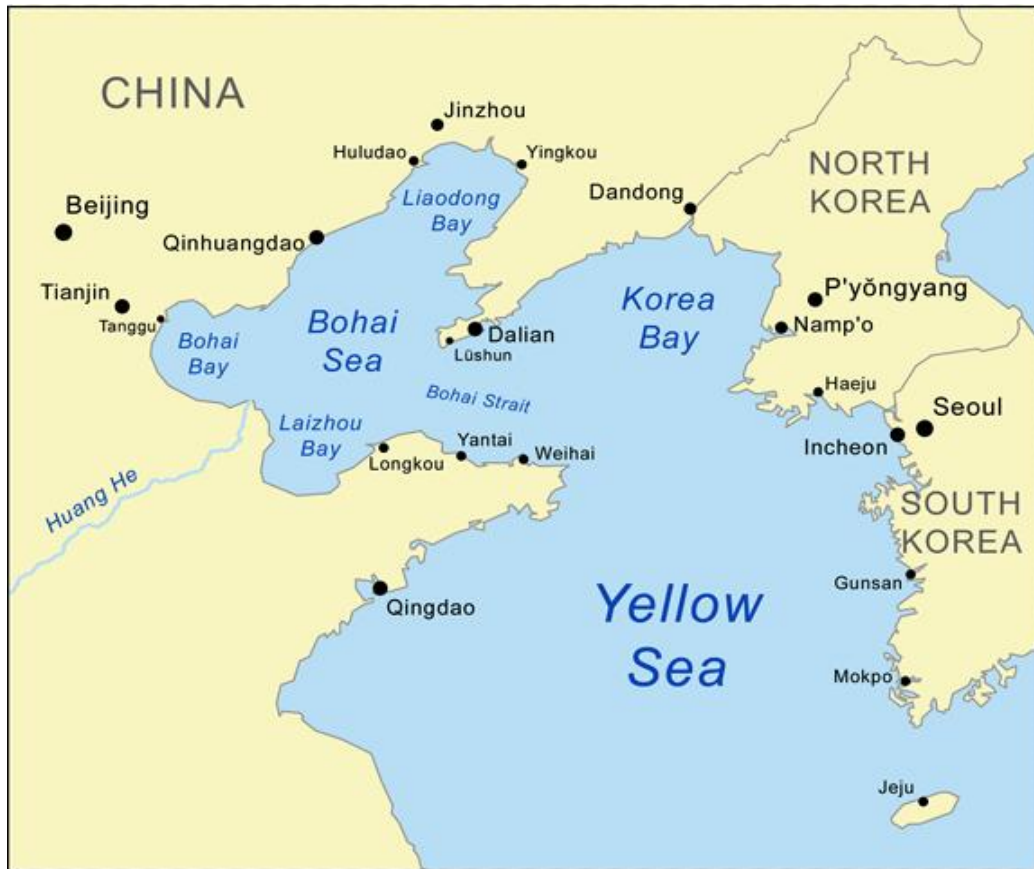
3.7 CAMPO FENGSHEN 1 – CHINA

Este campo o yacimiento trata de la formación Shahejie, del periodo Cenozoico. En China los yacimientos de Gas Condensado empezaron a ser estudiados y entraron en auge, especialmente en la década de los 70's y 80's; especialmente en Offshore.

Las reservas de este gran yacimiento de gas condensado fueron descubiertas principalmente en la cuenca de la bahía de Bohai.

En cuanto a la formación y el yacimiento como tal, está ubicado en Dongying Sag (figura 27); se dice que éste yacimiento posee un acuífero activo, del cual dependen efectivamente las diferentes condiciones de presión.

Figura 27. Localización del campo Fengshen en Minfeng



Fuente: <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Bohaiseamap2.png>

Este yacimiento en la etapa de su descubrimiento tuvo unas presiones y temperaturas de condensación críticas del orden de 5000 psia y 138 °F respectivamente.

Pero finalmente se concluyó que poseía unas condiciones del orden de:

- Presión igual a 6300 psia
- Temperatura de 365°F

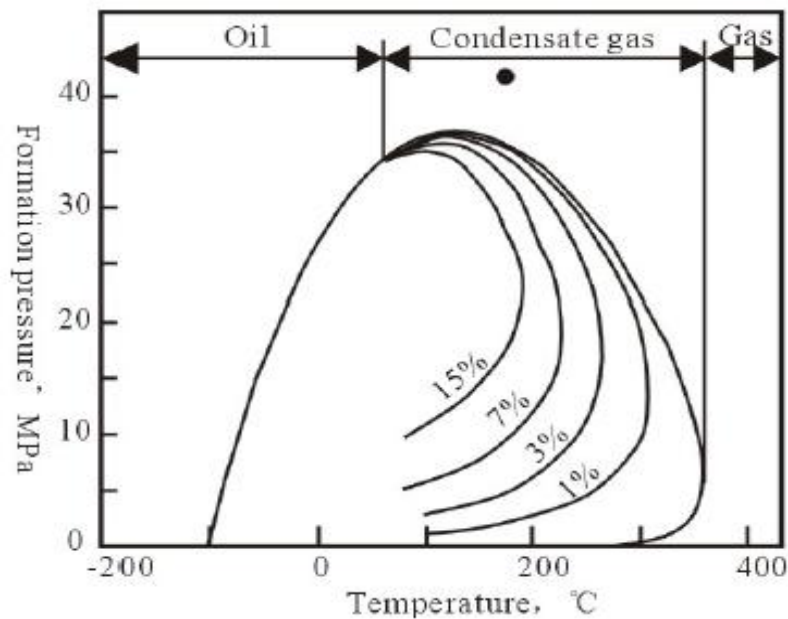
Para establecer el contenido presente en este yacimiento a manera de simulación, se hicieron una serie de estudios con Isotopos de Carbono en los

cuales se obtuvieron resultados muy erróneos respecto a la composición de este como tal.

La composición de esta formación (Shahejie) consta principalmente de un contenido de Metano del orden de 72% Mol y posee un porcentaje de componentes pesados (C_{7+}) cercanos al 9% Mol. También contiene una baja cantidad de CO_2 , del orden del 0,36 %Mol y además este fluido posee una densidad de $0,7175 \text{ g/m}^3$. El fluido de este yacimiento tiene una gravedad °API de 52.

La siguiente figura (ver figura 28) fue un análisis hecho a este campo, en el cual se obtuvo la siguiente envolvente:

Figura 28. Diagrama de Fase del Yacimiento Fengshen 1.



Fuente: Sui Fenggui, Chang Guozhen, and Wang Wenlin, Geological Scientific Research Inst. of Sehgnyi Oilfield Co. Ltd., Sinopec-Study on Forming Conditions of Condensate Gas Reservoir in Deep-Seated Formation in Dongying Sag – SPE 104422, 2206.

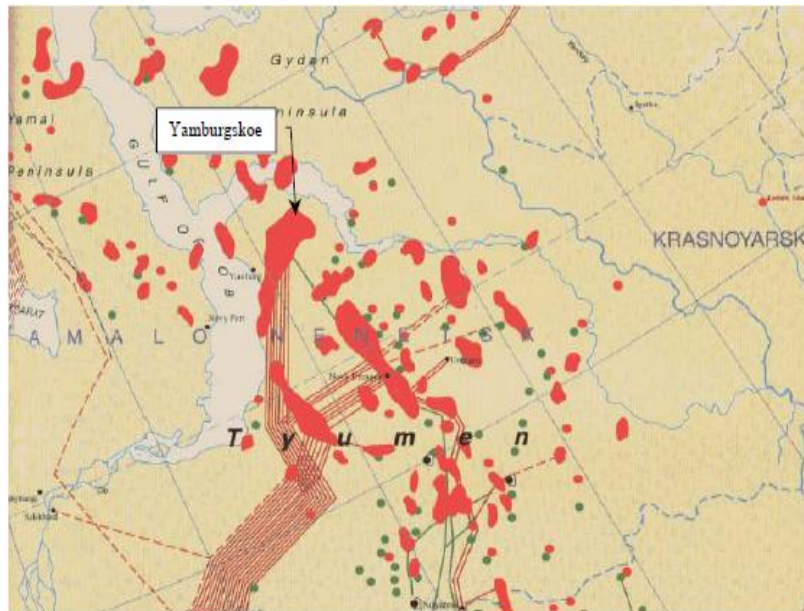
En esta envolvente se representa un yacimiento de gas condensado característico, en el cual la temperatura referente al yacimiento se encuentra entre

la temperatura crítica y la temperatura cricondértica.

3.8 CAMPO – SIBERIA – RUSIA

El campo YAMBURGSKOE está ubicado en la parte transpolar de la llanura de Siberia Occidental, más exactamente en la zona subártica peninsular de Tazovsky en Rusia. Ver figura 29

Figura 29. Localización del campo Yamburgskoe



Fuente: K.K. Butula, SPE, J. Maniere, SPE, A. Shandrygin, SPE, and D. Rudenko, SPE, Schlumberger, and I.A. Zynchenko, Gazprom – SPE 94727

Además de ser un yacimiento de Gas Condensado, también lo es de Aceite; este campo fue descubierto en el año 1969. El desarrollo de este campo inicio en el año 1986 subsidiado al 100% especialmente por Gazprom dobycha Yamburg.

Este yacimiento es uno de los más largos y extensos de Rusia, y esta dividido en tres secciones principales; los campos Yamburgkoye, Kharvutinskoye y

Aneryakhinskoye, y las reservas explotadas son de aproximadamente 4 Billones de m³ de gas.

Esta zona posee unas temperaturas extremas del orden de los -60°C.

Las temperaturas del yacimiento son de aproximadamente 190°F, y lo que respecta a las presiones varía entre 2400 y 4500 psia.

El yacimiento posee una porosidad del 17%, una permeabilidad de 35 md; y las profundidades son cercanas a los 10000 ft.

Lo que respecta a la composición, contiene grandes cantidades de Metano, del orden del 88% Mol y baja cantidad de componentes pesados, del orden del 2 a 3% Mol.

El fluido de este yacimiento tiene una gravedad °API de 52.

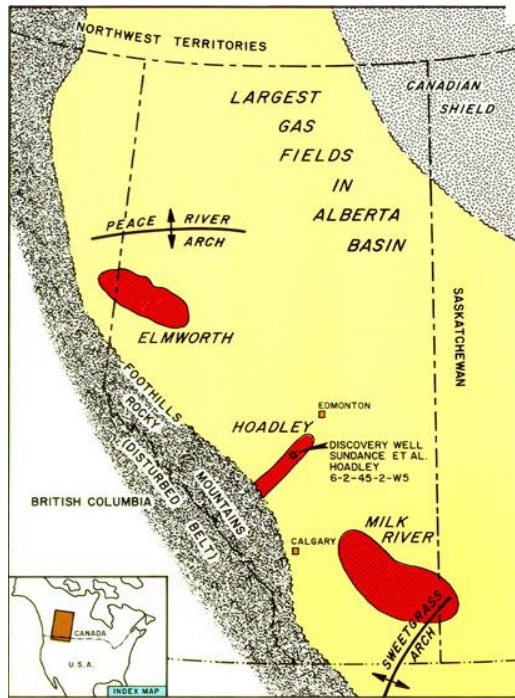
3.9 CAMPO HARMATTAN - ALBERTA – CANADÁ

Ubicado aproximadamente a 80 Km del Norte de Calgary, en Alberta, Canadá. Figura 30.

El campo fue descubierto en el año 1956 y se perforaron 32 pozos; hacia el año 1962 se hizo un estudio y se incrementó el recobro de líquidos de gas natural.

Para el año 1964 la producción de gas alcanzó su tope más alto, y hacia el año 1967 la producción de gas declinó considerablemente hasta el año 1992. Y hacia el año 1991 se hizo inyección de gas seco.

Figura 30. Localización del campo Harmattan.



Fuente:

<http://www.google.com.co/imgres?q=ALBERTA+OF+CONDENSATE+GAS+FIELD&um=1&hl=es&sa=N&biw=1189&bih=659&tbn=isch&tbnid=HqhV5mK>

En cuanto a la profundidad de la formación, se dice que está a más de 8500 ft. Y está constituida principalmente por dolomita con asociación de piedra caliza.

Inicialmente este yacimiento tuvo una presión de 3480 psia a una profundidad de 5000 ft, y una temperatura de 191°F.

Posee una porosidad promedio de 11 % y con unos rangos de permeabilidad de 5 a 10000 md/ m.

En cuanto a la composición del yacimiento, se dice que tiene un contenido de Metano del orden del 76 al 78 % Mol; y con una cantidad de C₇₊ del orden del 2,5 % Mol.

Posee un fluido con una gravedad °API de 40, y este fluido es procedente solo de 1 pozo con producción de gas de los 29 pozos presentes en este sector.

4. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES TÍPICAS DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO

En este capítulo se hace una recopilación de las propiedades y características más importantes encontradas en cada uno de los campos analizados anteriormente. Para algunos de los yacimientos estudiados, se han encontrado más propiedades y características que para otros; y a continuación se relacionaran estas características mediante tablas. Es decir, se hará una pequeña caracterización de cada uno de los yacimientos de Gas Condensado; y como se dijo anteriormente, algunos presentaran más propiedades que otros, propiedades como la composición, la relación GOR, entre otras.

4.1 CAMPO ARUN

Tabla 1. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Arun..

Ubicación (País)	Indonesia
Año de Descubrimiento	1971
Área Superficial del Campo (Km²)	230
Presión del Yacimiento (psia)	7115
Temperatura del Yacimiento (°F)	351
% Molar de Metano (CH₄)	80
% Molar de Fracciones Pesadas (C₇₊)	8,5
Gravedad °API	54,5
Color del Fluido	Blanco Transparente
Profundidad del Yacimiento (ft)	10050
Relación GOR (scf/STB)	20000
Presión del Punto de Rocío (psia)	4400
Reservas de Condensado (MMBbl)	700

Fuente: El Autor

4.2 CAMPO NORTH

Tabla 2. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo North.

Ubicación (País)	Qatar-Golfo Pérsico
Año de Descubrimiento	1971
Área Superficial del Campo (Km²)	1950
Presión del Yacimiento (psia)	5315
Temperatura del Yacimiento (°F)	210 a 222
% Molar de Metano (CH₄)	81
% Molar de Fracciones Pesadas (C₇₊)	4,0
Gravedad °API	48
Profundidad del Yacimiento (ft)	8500 a 9600
% Porosidad (Ø)	10 a 15
Permeabilidad K, en (md)	5000
Viscosidad μ, en (cp)	1,39

Fuente: El Autor

4.3 CAMPO SOUTH

Tabla 3. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo South.

Ubicación (País)	Irán-Golfo Pérsico
Año de Descubrimiento	1990
Área Superficial del Campo (Km²)	3700
Presión del Yacimiento (psia)	5000
Temperatura del Yacimiento (°F)	250 a 300
% Molar de Metano (CH₄)	65 a 85
% Molar de Fracciones Pesadas (C₇₊)	1,98
Gravedad °API	53
Profundidad del Yacimiento (ft)	9000 a 11500
% Porosidad (Ø)	4 a 20
Permeabilidad K, en (md)	5000
Viscosidad μ, en (cp)	1,39
Presión del Punto de Rocío (psia)	4000 a 6000

Fuente: El Autor

4.4 CAMPO GHAWAR

Tabla 4. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Ghawar.

Ubicación (País)	Arabia Saudita
Año de Descubrimiento	1948
Área Superficial del Campo (Km²)	8000
Presión del Yacimiento (psia)	6000 a 6500
Temperatura del Yacimiento (°F)	200 a 250
% Molar de Metano (CH₄)	82,5
% Molar de Fracciones Pesadas (C₇₊)	2,72
Gravedad °API	50
Profundidad del Yacimiento (ft)	10000 a 14000
% Porosidad (Ø)	15 a 20
Permeabilidad K, en (md)	200
Viscosidad μ, en (cp)	4,12

Fuente: El Autor

Además este yacimiento presenta la siguiente composición, la cual es de gran importancia para llevar a cabo la corrida de MACGAS:

Tabla 5. Composición del Gas de Ghawar

<i>COMPONENTE</i>	<i>% MOL</i>
N ₂	3,306
CO ₂	1,744
H ₂ S	0,531
C ₁	82,501
C ₂	5,153
C ₃	1,922
i-C ₄	0,416
n-C ₄	0,714
i-C ₅	0,290
n-C ₅	0,291
C ₆	0,415
C ₇₊	2,72

Fuente: El Autor

Esta composición será útil para probar nuestra Herramienta Informática, la cual será analizada en el siguiente capítulo.

4.5 CAMPO HÔFLEIN

Tabla 6. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Hôflein.

Ubicación (País)	Austria
Año de Descubrimiento	1982
Presión del Yacimiento (psia)	4200
Temperatura del Yacimiento (°F)	180
% Molar de Metano (CH₄)	65 a 68
% Molar de Fracciones Pesadas (C₇₊)	4
Gravedad °API	54,4
Profundidad del Yacimiento (ft)	8400 a 9400
% CO₂	16
Densidad, ρ (Kg/m³)	761,3

Fuente: El Autor

4.6 CAMPO URENGOY

Tabla 7. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Urengoy.

Ubicación (País)	Rusia
Año de Descubrimiento	1966
Presión del Yacimiento (psia)	8750
Temperatura del Yacimiento (°F)	230
% Molar de Metano (CH₄)	81
% Molar de Fracciones Pesadas (C₇₊)	4 a 5
Gravedad °API	50
Profundidad del Yacimiento (ft)	11500
% Porosidad (Ø)	16
Permeabilidad K, en (md)	1:10:100
Reservas Probadas In Situ (Billón ft³)	353000

Fuente: El Autor

4.7 CAMPO FENGSHEN 1

Tabla 8. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Fengshen 1.

Ubicación (País)	China
Año de Descubrimiento	Década 70's
Presión Crítica (psia)	5000
Temperatura Crítica (°F)	138
Presión del Yacimiento (psia)	6300
Temperatura del Yacimiento (°F)	365
% Molar de Metano (CH₄)	72
% Molar de Fracciones Pesadas (C₇₊)	9
Gravedad °API	52
Profundidad del Yacimiento (ft)	11400
% CO₂	0,36
Densidad, ρ (Kg/m³)	717,5

Fuente: El Autor

4.8 CAMPO YAMBURGSKOE

Tabla 9. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Yamburgskoe.

Ubicación (País)	Rusia
Año de Descubrimiento	1969
Presión del Yacimiento (psia)	2400 a 4500
Temperatura del Yacimiento (°F)	190
% Molar de Metano (CH₄)	88
% Molar de Fracciones Pesadas (C₇₊)	2 a 3
Gravedad °API	52
Profundidad del Yacimiento (ft)	10000
% Porosidad (Ø)	17
Permeabilidad K, en (md)	35
Reservas Explotadas de Gas (Billón m³)	4

Fuente: El Autor

4.9 CAMPO HARMATTAN

Tabla 10. Algunas Propiedades y Características del Condensado del Campo Harmattan

Ubicación (País)	Canadá
Año de Descubrimiento	1956
Presión del Yacimiento (psia)	3480
Temperatura del Yacimiento (°F)	191
% Molar de Metano (CH₄)	76 a 78
% Molar de Fracciones Pesadas (C₇₊)	2,5
Gravedad °API	40
Profundidad del Yacimiento (ft)	8500
Pozos Perforados	32
% Porosidad (Ø)	11
Permeabilidad K, en (md) por metro	5 a 10000

Fuente: El Autor

5. HERRAMIENTA INFORMÁTICA EN EXCEL COMO SOPORTE PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO

En esta sección se hace una breve descripción de la Herramienta hecha y propuesta en una hoja de EXCEL; la cual ayuda a predecir el comportamiento de un Yacimiento de Gas Condensado.

La descripción será hecha a manera de ejemplo, para así mirar y comparar los resultados empleados y obtenidos con esta Herramienta, la cual determina si un yacimiento particular es de Gas Condensado o no.

En sí se manejaron dos hojas de Excel; una primera herramienta sencilla, MACGAS-1, la cual requiere los siguientes datos:

1. Temperatura del Yacimiento a analizar
2. Temperatura Crítica del yacimiento
3. Temperatura Cricondertérmica del Yacimiento
4. Gravedad °API del Fluido
5. Fracción Molar de Metano (CH₄); y,
6. Por último la Fracción Molar de C₇₊

Finalmente, se obtiene una respuesta referente a si se trata de un Yacimiento de Gas Condensado o No. Estos resultados se sustentan con datos encontrados en la literatura y suministrados a la Herramienta en Excel.

Tomando como ejemplo uno de los anteriores campos de Gas Condensado, se procede a ejecutar y plasmar lo hecho en Excel.

Estas Herramientas presentan una serie de rangos para su funcionamiento, los cuales se escriben a continuación:

- Contenido de Metano en % Molar (C_1 o CH_4):

$$60 < C_1 < 90$$

- Temperatura del Yacimiento ($T_c < T_y < T_{cricond}$):

$$T_c > -100 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$T_{cricond} < 400 \text{ }^\circ\text{F}; \quad \text{Entonces:}$$

$$-100 < T_y < 400$$

- Gravedad $^\circ\text{API}$:

$$40 < \text{API} < 65$$

- Contenido de Fracciones Pesadas en % Molar (C_{7+}):

$$0,5 < C_{7+} < 12,5$$

A continuación se muestra mediante una figura, cómo se llega a una determinada respuesta, haciendo uso de la Herramienta más sencilla.

5.1 PARA EL CAMPO ARUN (MACGAS - 1):

Figura 31. Parámetros del Campo Arun para Analogía en MACGAS-1.

F39		fx							
	A	B	C	D	E	F	G	H	
1	1-Determine la temperatura del yacimiento.								
2									
3		T(F)		351					
4									
5									
6	2-Determine la temperatura critica (Tc) del fluido.								
7									
8		Tc(F)		200					
9									
10									
11	3-Determine la temperatura cricondetermica (Tcr) del fluido								
12									
13		Tcr(F)		330					
14									
15									
16									
17	4-Determine el °A.P.I del fluido.								
18									
19		°A.P.I		54.5					
20									
21									
22	5-Determine la fraccion molar de C1								
23									
24		C1		80					
25									
26									
27	6-Determine la fraccion molar de C7+								
28									
29		C7+		4.5					
30									
31									
32									
33	7-Respuesta								
34									
35		¿Es un yacimiento de gas condensado?					SI		
36									
37									

Fuente: El Autor – Herramienta MACGAS-1

Se obtiene una respuesta positiva, la cual indica que se trata de un Yacimiento de Gas Condensado.

Ahora, se probará la segunda Herramienta, MACGAS – 2, igualmente hecha en Excel.

Esta Herramienta maneja los parámetros y rangos anteriormente utilizados, pero posee otros adicionales, los cuales hacen de ésta una Herramienta mucho más robusta, precisa y confiable.

Los datos que se utilizan en MACGAS-2, se presentan a continuación:

1. Composición del fluido desde C_1 hasta C_6 , todo esto en porcentaje Molar.
2. Caracterización del componente hipotético C_{7+} , la cual consta de: un porcentaje Molar, su peso Molecular y su Temperatura Crítica.
3. Impurezas (componentes NO Hidrocarburos). se digitan datos en % Molar como: H_2O , H_2S , CO_2 y N_2 .
4. Con estos datos suministrados a la Herramienta, se calculan otros datos usando correlaciones sencillas, y con ayuda de tablas de propiedades físicas de la GPSA (Fig. 23-2).
5. Con los resultados anteriores y sabiendo el Peso Molecular del Aire, se calcula el peso Molecular de la Mezcla, la Gravedad Específica y la Gravedad °API.
6. A partir de los datos suministrados y calculados anteriormente se obtiene la Temperatura Crítica del Gas.
7. Finalmente, con la Temperatura del Yacimiento y la Temperatura Cricondentérmica, se obtiene una respuesta; la cual predice si se trata de un Yacimiento de Gas Condensado o no.

Igualmente que en la primera Herramienta, se procede a mostrar cómo se hace uso de esta Herramienta en Excel:

5.2 PARA EL CAMPO GHAWAR (HERRAMIENTA MACGAS-2)

Figura 32. Parámetros del Campo Ghawar para Analogía en MACGAS-2.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	1- Identificar los componentes que conforman la mezcla del yacimiento.							
2	2- Identificar el porcentaje molar de cada uno de los componentes.							
3	3- Ingresar el porcentaje molar de los siguientes componentes, si los hay.							
4								
5	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6
6	82.501	5.153	1.922	0.416	0.714	0.29	0.291	0.415
7	*	*	*	*	*	*	*	*
8	4- Caracterizar el componente hipotético C7+, si este existe .							
9								
10	Porcentaje	Peso	T critica					
11	molar	molecular	(°F)					
12	2.72	100.202	512.9					
13	*	*	*					
14	5- Ingrese el porcentaje molar de los componentes no hidrocarburos, si los hay, de la mezcla.							
15								
16	H2O	H2S	CO2	N2				
17	0	0.531	1.744	3.306				
18	*	*	*	*				

Fuente: El Autor – Herramienta MACGAS-2

En esta figura se observa los primeros datos introducidos en esta Herramienta, los cuales son principalmente componentes de la mezcla.

Figura 33. -a. Parámetros del Campo Ghawar para Analogía en MACGAS-2.

19	Caracterización de la mezcla							
20			Fig 23-2 GPSA			Fig 23-2 GPSA		
21	Componente	%	yi	Mi	yi Mi	Tci (°F)	Tci (°R)	yi Tci (°R)
22	C1	82.501	0.82501	16.042	13.23481	-116.66	343.34	283.25893
23	C2	5.153	0.05153	30.069	1.5494556	89.92	549.92	28.337378
24	C3	1.922	0.01922	44.096	0.8475251	205.92	665.92	12.798982
25	iC4	0.416	0.00416	58.122	0.2417875	274.41	734.41	3.0551456
26	nC4	0.714	0.00714	58.122	0.4149911	305.55	765.55	5.466027
27	iC5	0.29	0.0029	72.149	0.2092321	369	829	2.4041
28	nC5	0.291	0.00291	72.149	0.2099536	385.8	845.8	2.461278
29	C6	0.415	0.00415	86.175	0.3576263	453.8	913.8	3.79227
30	C7+	2.72	0.0272	100.202	2.7254944	512.9	972.9	26.46288
31	N2	3.306	0.03306	28.0135	0.9261263	-232.53	227.47	7.5201582
32	H2O	0	0	18.153	0	705.1	1165.1	0
33	CO2	1.744	0.01744	44.01	0.7675344	87.76	547.76	9.5529344
34	H2S	0.531	0.00531	34.082	0.1809754	212.81	672.81	3.5726211
35		$\sum yi$	1.00003					
36								
37	6-Determinar la Mw del Aire y de la mezcla.							
38								
39	$M_w(\text{Aire})$	28.9	Lbmol/mol			$\sum \frac{y_i \cdot M_i}{M_i}$	21.665512	Lbmol/mol
40								
41		*						
42	7-Determinar la G.E de la mezcla.							
43								
44	G.E	0.7496717						
45								
46								
47	8-Determinar la gravedad A.P.I del fluido.							
48								
49	°A.P.I	57.249288						
50								

Fuente: El Autor – Herramienta MACGAS-2

En esta segunda figura, ya una vez introducidos todos los componentes de la mezcla, y conocido el peso molecular del Aire; la Herramienta MACGAS-2

Todos estos valores obtenidos y la respuesta final, hacen referencia a las analogías; ya que comparan los resultados que se obtienen con números o valores, los cuales dan una indicación referente respecto a si se trata de un gas Condensado o se trata de otro tipo de fluido.

En esta corrida por ejemplo el valor de la Gravedad Especifica arroja un resultado de 0.749; y comparándolo con el resultado del campo hallado en la literatura que es de 0.78, se puede decir que es un resultado muy aproximado.

Igualmente con la Gravedad °API, se obtuvo un resultado de 57°API; y en la búsqueda literaria de esta campo nos arrojo un resultado de 51°API. Con todo esto se puede concluir que esta herramienta es muy completa y su margen de error es pequeño.

Estos valores referentes que indican el tipo de fluido presente en el yacimiento, han sido vistos en los capítulos 1 y 2.

Para este trabajo se analizaron cerca de 20 campos a nivel mundial, pudiendo solo tratar diez, ya que la información es muy restringida y no todos estos muestran las características y propiedades necesarias para el cumplimiento de este trabajo.

6. CONCLUSIONES

- Las características y propiedades físicas de los yacimientos estudiados en los capítulos 4 y 5 presentan resultados similares, al ser comparados con las tablas referenciadas en la literatura del capítulo 2.
- Se hizo una recopilación general de los principales parámetros, propiedades y características de los yacimientos de gas condensado, para luego, a partir de literatura científica, obtener la información anterior de algunos campos de gas condensado en el mundo.
- Se revisaron campos mundiales de gas condensado y se utilizaron las herramientas MACGAS-1 y MACGAS- 2.
- MACGAS- 1 es una herramienta sencilla, que permite, a partir de datos generales encontrados y supuestos, concluir si el yacimiento es de Gas Condensado o no.
- MACGAS-2: una herramienta más completa con la misma finalidad de Excel 1 pero con un mayor grado de confiabilidad de los procesos llevados a cabo y de los resultados obtenidos, puesto que involucra parámetros como la composición del fluido presente en el yacimiento.
- Después de revisar los campos y utilizar estas herramientas se encontró que estos presentaban un comportamiento y unas características similares a las encontradas en la literatura general.
- La funcionalidad de estas herramientas fue demostrada, mediante una corrida para cada una de ellas a partir de datos obtenidos de la literatura, de yacimientos de Gas Condensado. Es decir que mediante resultados numéricos, se puede interpretar un determinado yacimiento; esto haciendo honor a la analogías.

7. RECOMENDACIONES

- Estas herramientas son sencillas y de fácil manejo, pero requieren de un previo conocimiento de yacimientos de cualquier tipo de fluido, y en especial de yacimientos de Gas Condensado: es decir los rangos o parámetros fundamentales que identifican a cada uno de estos.
- Cuando se realizan analogías numéricas, gráficas o de cualquier índole, se recomienda destacar los principales factores que hacen posible el estudio de un determinado tema, ya que en sí los resultados obtenidos dependen de estos.
- Si alguien estuviera interesado en realizar un análisis más profundo y detallado sobre los yacimientos de gas condensado: sus propiedades, características y comportamiento, se recomienda hacer un análisis mediante el simulador Hysys que es un software muy completo con el que se pueden obtener resultados más precisos del yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

- AFIDICK, Deddy. KACZOROWSKI, N. J. BETTE, Srinivas. Production performance of a retrograde gas reservoir: a case study of the arun field. En: SPE-28749. November, 1994.
- BUTULA, K. K. MANIERE, J. SHANDRYGIN, A. RUDENKO, D. ZYNCHENKO, I. A. Analysis of production enhancement related to optimization of propped hydraulic fracturing in gazprom's yamburskoe arctic gas condensate field, Russia. En: SPE-94727. May, 2005,
- CARLSON, M. R. y MYER, J. W. G. Reduced productivity impairment for fracture stimulated gas condensate wells. En: JCPT-971019. Special edition, 1999, Vol. 38, No.13,
- CARRILLO BARANDIARÁN, Lucio. Reservorios de gas condensado – Análisis del comportamiento. Universidad nacional de ingeniería. Lima-Perú, 2005.
- C. H, Whitson. and A, Kuntadi. Khuff gas condensate development. En: IPTC-10692. November, 2005.
- CRAFT, B.C. & HAWKINS, M. Applied petroleum reservoir engineering. Revised by Ronald E. Terry. Second edition: Prentice Hall. New Jersey, 1991. Capitulo four.
- FAN, Li. y HARRIS, Billy W. Revisión de los yacimientos de gas condensado. En: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/spr06/p16_2_9.ashx.

- F. B, Thomas. G, Andersen. D. B, Bennion. Gas condensate reservoir performance. En: JCPT. July, 2009, Vol. 48, No. 7.

- GEPPERT, E. C. J. DIMMER, Kimberley. and FISCHER, Brian. Production forecasts for a heterogeneous gas reservoir using a integrated simulation model. En: SPE-35642. May, 1996.

- GPSA. Physical Properties, Section 23, 2004.

- GUTIÉRREZ, J. María A. y NAVAS, M. Yoleida C. Estudio de los diagramas de fases en yacimientos de gas (seco, húmedo y condensado): Universidad del oriente. Barcelona, Abril, 2011.

- HALLIBURTON, Recopilación técnica, Ingeniería de Yacimientos. En: <http://es.scribd.com/doc/19970942/Manual-de-Yacimientos>.

- JHON M, Campbell. Gas conditioning and processing. Volumen 2: The equipment modules. 6 ed. USA: Printed and Bound, 1992.

- ROJAS FERNANDEZ, Alcides R. y TENIAS INFANTES, Luz M. Modificación de un modelo matemático que represente las condiciones de flujo de un pozo de gas condensado en estado saturado, influenciado por las tasas de flujo. Universidad de oriente. Puerto la cruz, Venezuela. Marzo, 2007.

- SUI, Fenggui. CHANG, Guozhen. and WANG, Wenlin. Study on forming conditions of condensate gas reservoir in deep-seated formation in dongying sag. En: SPE-104422. December, 2006.

- THOU, S. RUTHAMMER, G. POTSCHE, K. Detection of asphaltenes flocculation onset in a gas condensate system. En: SPE-78321. October, 2002..

ANEXO A

Aquí se encuentra un ejemplo puntual, el cual nos ayudan con la comparación e interpretación de los yacimientos no solo de Gas Condensado; sino de cualquier tipo de fluido.

Component	Composition (mol%)					
	Dry Gas	Wet Gas	Gas		Volatile oil	Black oil
			Condensate	Near-Critical Oil		
CO ₂	0.10	1.41	2.37	1.30	0.93	0.02
N ₂	2.07	0.25	0.31	0.56	0.21	0.34
C ₁	86.12	92.46	73.19	69.44	58.77	36.42
C ₂	5.91	3.18	7.8	7.88	7.57	4.11
C ₃	3.58	1.01	3.55	4.26	4.09	1.01
<i>i</i> C ₄	1.72	0.28	0.71	0.89	0.91	0.76
<i>n</i> -C ₄		0.24	1.45	2.14	2.09	0.49
<i>i</i> C ₅	0.50	0.13	0.64	0.90	0.77	0.43
<i>n</i> -C ₅		0.08	0.68	1.13	1.15	0.21
C ₆₀		0.14	1.09	1.46	1.75	1.61
C ₇₊		0.82	8.21	10.04	21.76	56.40

Properties						
$M_{C_{7+}}$		130	184	219	228	274
$\gamma_{C_{7+}}$		0.763	0.816	0.839	0.858	0.920
K_{WC_7}		12.00	11.95	11.98	11.83	11.47
GOR, scf/STB	∞	105,000	5,450	3,650	1,490	300
OGR, STB/MMscf	0	10	180	275		
γ_{API}		57	49	45	38	24
γ_g		0.61	0.70	0.71	0.70	0.63
P_{sat} , psia		3,430	6,560	7,015	5,420	2,810
B_{sat} , ft ³ /scf or bbl/STB		0.0051	0.0039	2.78	1.73	1.16
ρ_{sat} , lbm/ft ³		9.61	26.7	30.7	38.2	51.4

En esta tabla de una monografía Vol.20 de la SPE, se encuentra la composición de varios yacimientos a nivel mundial; además se presenta una lista de propiedades, características de cada tipo de fluido.

Este ejemplo se muestra en la Herramienta Informática Excel-2.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	1- Identificar los componentes que conforman la mezcla del yacimiento.							
2	2- Identificar el porcentaje molar de cada uno de los componentes.							
3	3- Ingresar el porcentaje molar de los siguientes componentes, si los hay.							
4								
5	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6
6	58,77	7,57	4,09	0,91	2,09	0,77	1,15	1,75
7	*	*	*	*	*	*	*	*
8	4- Caracterizar el componente hipotético C7+, si este existe.							
9								
10	Porcentaje molar	Peso molecular	T crítica (°F)					
11	21,76	100,05	500					
12	*	*	*					
13								
14	5- Ingrese el porcentaje molar de los componentes no hidrocarburos, si los hay, de la mezcla.							
15								
16	H2O	H2S	CO2	N2				
17			0,93	0,21				
18	*	*	*	*				

19	Caracterización de la mezcla							
20			Fig 23-2 GPSA				Fig 23-2 GPSA	
21	Componente	%	y _i	M _i	y _i M _i	T _{ci} (°F)	T _{ci} (°R)	y _i T _{ci} (°R)
22	C1	58,77	0,5877	16,042	9,4278834	-116,66	343,34	201,78092
23	C2	7,57	0,0757	30,069	2,2762233	89,92	549,92	41,628944
24	C3	4,09	0,0409	44,096	1,8035264	205,92	665,92	27,236128
25	iC4	0,91	0,0091	58,122	0,5289102	274,41	734,41	6,683131
26	nC4	2,09	0,0209	58,122	1,2147498	305,55	765,55	15,999995
27	iC5	0,77	0,0077	72,149	0,5555473	369	829	6,3833
28	nC5	1,15	0,0115	72,149	0,8297135	385,8	845,8	9,7267
29	C6	1,75	0,0175	86,175	1,5080625	453,8	913,8	15,9915
30	C7+	21,76	0,2176	100,05	21,77088	500	960	208,896
31	N2	0,21	0,0021	28,0135	0,0588284	-232,53	227,47	0,477687
32	H2O	0	0	18,153	0	705,1	1165,1	0
33	CO2	0,93	0,0093	44,01	0,409293	87,76	547,76	5,094168
34	H2S	0	0	34,082	0	212,81	672,81	0
35		Σy _i	1					
36								
37	6- Determinar la M _w del Aire y de la mezcla.							
38								
39		M _{w(Aire)}	29	Lbmol/mol		Σy _i M _i	40,383618	Lbmol/mol
40								
41			*					

42	7-Determinar la G.E de la mezcla.				
43					
44		G.E	1,39253854		
45					
46					
47	8-Determinar la gravedad A.P.I del fluido.				
48					
49		°A.P.I	-29,887014		
50					
51					
52	9-Determinar la temperatura del yacimiento.				
53					
54		T _r (°F)	200		
55			*		
56					
57	10-Es Calculada la temperatura critica(c) del gas.				
58					
59		T _c (°F)	79,898471		
60					
61					
62	11-Determinar la temperatura cricondetermica(crc) del gas.				
63					
64		T _{cr} (°F)	300		
65					
67					
68	12-Determinamos los parametros definir un yacimiento de gas condensado.				
69					
70		12.1-Composicion o contenido de Metano C1 (60% < C1 < 90%).			
71		12.2-Cantidad de Hidrocarburos pesados C7+ (0.5% < C7+ < 12.5%), esto es en porcentaje molar.			
72		12.3-Gravedad °API (40 < °API < 60).			
73		12.4-Temperatura del Yacimiento (Tcritica < Tyto < Tcricondetermica), y los rangos son: (-100°F < Tyto < 400°F)			
74					
75	13-Respuesta				
76					
77		¿ES YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO?	NO		
78					
79					

En estas figuras tomadas desde la hoja de Excel, se observa una respuesta NO, la cual me indica que no es un yacimiento de gas condensado.

Esto se observa a medida que avanzamos en la corrida de esta herramienta, donde claramente se ve que la cantidad de fracciones pesadas es de 21,76% Mol; ya que este valor no corresponde al rango que se maneja para yacimientos de gas condensado.