

**CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL
CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO**

**JOSE JORGE ARAMENDIZ PACHECO
MIGUEL ALBERTO VELASQUEZ OSMA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

**CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL
CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO**

**JOSE JORGE ARAMENDIZ PACHECO
MIGUEL ALBERTO VELASQUEZ OSMA**

Trabajo de grado presentado como requisito para
Obtener el título de Ingeniero de Petróleos

Director: Msc. FERNANDO CALVETE

Codirectores:

**EMILIANO ARIZA LEON
CARLOS ALBERTO CORONADO PARRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida y permitirme alcanzar todas mis metas

A mis padres Alberto y Martha, por brindarme todo su amor y cariño durante cada día de mi vida, por su apoyo incondicional y valiosos consejos que me han ayudado siempre a ser una mejor persona.

A mis hermanos Carlos y Valeria, gracias por hacer parte de este sueño y por su valiosa compañía.

A mi abuelito Horacio, por ser siempre una inspiración en mi vida y un ejemplo a seguir.

A mi nonita Lucia, por sus valiosos consejos y sus nutritivos almuerzos.

A mi preciosa Yuly, por su infinito apoyo y cariño, por estar siempre a mi lado y por ser una de las grandes alegrías de mi vida. Que Dios me permita seguir alcanzando sueños a tu lado.

A camilo, quien siempre ha sido el mejor amigo.

Y el más sincero agradecimiento a mi compañero de batalla José, gracias por tu apoyo, tu colaboración y tu amistad.

MIGUEL

DEDICATORIA

Primero que todo a Papa Dios por darme la oportunidad de existir, por estar siempre junto a mí y dejarme ver en cada paso de mi vida lo especial que es.

A mi mama Trinidad Pacheco Puerto, por su apoyo incondicional, por creer en mí sin importar que tan altas fuesen las metas, por su inmenso amor que es lo que me da vida para afrontar cada reto que se presenta en el camino, darte gracias por ser mi madre, eres el tesoro más preciado que tengo, te amo con todo mi corazón y solo le pido a Dios que sea el principio de muchas alegrías que quiero regalarte.

A mi papa Hermes Aramendiz Tatis, aunque los años pasan rápido siempre te llevo en mi corazón y en mi mente no importa donde este y a pesar de las circunstancias para mí siempre serás el mejor papa del mundo. Te amo.

A mi hermanita Heidy, que siempre me ha apoyado y sin importar las dificultades ha creído en mí, sabes cuán importante eres en mi vida y que creo en ti por encima de todo, eres un talismán en mi vida.

A mis abuelos Alejandro, Feniza e Imelda por sus sabios consejos que me han permitido entender muchas cosas en la vida.

A mi Carito, por alegrar cada día de mi vida, por su apoyo y cariño sin límites, por estar siempre a mi lado. Aunque la distancia nos separe espero que Dios me permita siempre estar contigo.

A Jesús Manuel Y Christian José mis amigos del Alma.

A mis compañeros de universidad Diana, Jorge, Andrés, Fabio y Freddy "el panita" que día a día junto luchamos por alcanzar este ideal.

Y a Miguel "el gato", mi amigo incondicional que con su apoyo y perseverancia logramos hacer de un sueño una realidad a pesar de tantos obstáculos. Dios siempre nos tiene lo mejor en el mejor momento.

JOSE

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos la incansable y ardua colaboración que nos brindaron en el transcurso de nuestro proyecto a la Ing. Esperanza Cotes quien siempre nos tendió la mano en momentos difíciles, de igual forma al Ing. Rubén Castro que con su liderazgo nos dio la guía para encontrar soluciones donde creíamos que no había y en general a todos los Ingenieros, tesisistas, semilleros, aspirantes y de más compañeros del Grupo de Investigación de Campos Maduros que a través de sus consejos y recomendaciones permitieron que este proyecto cada día tomara una mejor forma.

A ECOPETROL-Instituto Colombiano del Petróleo por soportar el desarrollo de la tesis y en especialmente a Ing. Carlos Coronado Parra, líder de LAB-Análisis PVT-ICP por creer en nosotros y acompañarnos en cada paso del desarrollo experimental del proyecto, así mismo a los demás integrantes del equipo PVT, Ing. Daniel, Javier Vargas, Mauricio, Giovanni y Reynaldo por su incondicional apoyo.

A Nuestros Directores, Ing. Fernando Calvete e Ing. Emiliano Ariza León junto con Félix Arenas por la amistad compartida y el deseo de entregar un proyecto que permitiera aportar datos relevantes en aras de la reactivación del Campo Colorado.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	
1. Clasificación de los Fluidos de Yacimiento	2
1.1 Aceite Negro o Black-Oil	2
1.2 Aceite Volátil	3
1.3 Gas Condensado	5
1.4 Gas húmedo	6
1.5 Gas Seco	7
2. Análisis PVT para Yacimientos de Petróleo	10
2.1 Generalidades	10
2.2 Importancia de un estudio PVT	11
2.3 Análisis PVT en crudos de campos maduros	11
2.3.1 Definición de Campo Maduro	12
2.3.2 Importancia del estudio PVT en campos maduros	14
2.4 Formas de determinar la propiedades PVT	15
3. Fundamentos en Diseño de Investigaciones	16
3.1 Generalidades	16
3.2 Consideraciones básicas en la investigación por muestreo	17
3.2.1 Concepto de Muestreo	17
3.2.2 Población, Marco y Muestra	18
3.3 Fases de la Investigación por muestreo	20
3.3.1 Fase 1ª. Especificaciones de los objetivos del estudio	20
3.3.2 Fase 2ª. Delimitación de la Población Objetivo y la Población Investigada	21
3.3.3 Fase 3ª. Establecimiento del Marco	21
3.3.4 Fase 4ª. Programa de operaciones y Diseño de la Muestra	21
3.3.5 Fase 5ª. Ejecución del Programa y recolección de Datos	22
3.3.6 Fase 6ª. Análisis de Resultados	23
3.4 Conveniencia y limitaciones de un Muestreo Poblacional	23
3.5 Técnicas de Muestreo Poblacional	24
3.5.1 Muestreo aleatorio simple con y sin reposición	25
3.5.2 Muestreo Estratificado	26
3.5.3 Muestreo por Conglomerados	26
3.5.4 Muestreo sistemático	28
4. Metodología para el Análisis PVT Black Oil para un Campo Maduro	29
4.1 Importancia de la selección de Pozos Candidatos a Muestreo	29
4.2 Criterios de Selección de Pozos Candidatos a Muestreo en Campos Maduros	30

4.2.1 Definición Geológica del Yacimiento	31
4.2.2 Potencial de Flujo	32
4.2.3 Estado Mecánico de los Pozos	32
4.2.4 Tratamientos Realizados	32
4.2.5 Accesibilidad a lá zona	33
4.2.6 Definición de contactos agua/aceite y aceite/gas	34
4.2.7 Datos de Presión de los pozos	35
4.2.8 Historia de Producción	35
4.2.9 Unidad de Levantamiento	36
4.3 Procedimientos para la Selección y tamaño de la muestra Recomendada a estudiar en Campos Maduros aplicando técnicas de muestreo poblacional	36
4.3.1 Diseño de la técnica de muestreo a implementar en un Campo Maduro	37
4.4 Muestreo de Fluidos de Yacimiento	39
4.4.1 Recomendaciones para el Muestreo de Pozos	41
4.4.2 Acondicionamiento del Pozo a Muestrear	46
4.4.3 Tipos de Herramientas Utilizadas para muestreo de fluidos de yacimiento	50
4.4.4 Técnicas de Muestreo de Fluidos	56
4.4.6 Ventajas y Desventajas de las diferentes Técnicas de Muestreo	65
4.5 Pruebas de laboratorio	67
4.5.1 Control de Calidad Muestras en Laboratorio PVT	67
4.5.2 Recombinación Muestra de Superficie	69
4.5.3 Transferencia de la Muestra	70
4.5.4 Prueba de Expansión a Composición Constante	71
4.5.5 Prueba de Liberación Diferencial	75
4.5.6 Prueba del Separador	77
4.5.7 Análisis Composicional de Fluidos	80
4.5.8 Viscosidad del Crudo	82
4.5.9 Análisis de Calidad de las Pruebas PVT	85
4.6 Diagrama paso a paso	89
5. Aplicación Campo Colorado	90
5.1 Generalidades del Campo	90
5.2 Recopilación y Estudio de PVT existentes	96
5.2.1 Análisis Calidad PVT Existentes	101
5.3 Aplicación de los Procedimientos Metodológicos	103
5.3.1 Aplicación del Diseño de técnica de muestreo poblacional al Campo Colorado	103
5.3.2 Selección Pozo a Muestrear Campo Colorado	106
5.3.3 Muestreo de Fluidos Campo Colorado	110
5.4 Organización y Análisis de resultados de las Pruebas de	116

Laboratorio	
5.4.1 Control de Calidad de las Muestras	116
5.4.2 Prueba de Expansión a Composición Constante	119
5.4.3 Prueba de Liberación Diferencial	122
5.4.4 Prueba del Separador	126
5.4.5 Prueba de Viscosidad del Fluido por Capilar	127
5.4.6 Resumen de los Datos del Fluido	129
5.5 Comparación de Resultados Obtenidos de forma Experimental con los generados mediante una aplicación Software PVT	131

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de Fases para un Black-Oil	3
Figura 2. Diagrama de Fases para un Aceite Volátil	4
Figura 3. Diagrama de Fases de un Gas Condensado	5
Figura 4. Diagrama de Fases para un Gas húmedo	7
Figura 5. Diagrama de Fases para un Gas Seco	8
Figura 6. Diferentes etapas de recobro que pueden ser asumidas como el inicio de la madurez de un campo	13
Figura 7. Principales Criterios de Selección Pozo a Muestrear	30
Figura 8. Representación Yacimiento Compartimentalizado	31
Figura 9. Problema de conificación de agua	35
Figura 10. Diseño de Técnica de Muestreo poblacional para un Campo Maduro	38
Figura 11. Acondicionamiento No adecuado para muestreo de superficie o de fondo fluyendo	47
Figura 12. Acondicionamiento adecuado para muestreo de superficie o de fondo fluyendo	47
Figura 13. Acondicionamiento adecuado para muestreo de fondo Estático	48
Figura 14. Reloj para Muestreadores de fondo (PNL y PDS/OPS)	51
Figura 15. Muestreador de Fondo convencional	52
Figura 16. Cilindro PDS-SPS con su unidad de transferencia en Campo	54
Figura 17. Esquema de Toma de Muestra con Herramienta PDS	55
Figura 18. Esquema de Memory gauge Online y en Memoria	59
Figura 19. Presión de Pozo vs. Profundidad	60
Figura 20. Esquema de Una Unidad de Transferencia	62
Figura 21. Sistema Típico de Separador en Superficie	63
Figura 22. Muestra de Superficie	64
Figura 23. Diagrama Esquemático Prueba CCE	72
Figura 24. Representación Prueba Expansión a Composición Constante	73
Figura 25. Determinación del Pb con los datos de la prueba CCE	74
Figura 26. Representación Prueba Liberación Diferencial	75
Figura 27. Representación Prueba del Separador	78
Figura 28. Determinación Presión Óptima de Separación	79
Figura 29. Transición de Fases en el Yacimiento	80
Figura 30. Determinación Presión Óptima de Separación	81
Figura 31. Diagrama Esquemático. Determinación de la Viscosidad Capilar	84

Figura 32.	Metodología para Análisis PVT en Campos Maduros	89
Figura 33.	Ubicación Campo Colorado	90
Figura 34.	Capacidad de Transporte de Crudo Campo Colorado	92
Figura 35.	Columna Estratigráfica generalizada del VMM	93
Figura 36.	Distribución de los pozos para el Campo Colorado	95
Figura 37.	Comparación Curvas de R_s de los Pozos C-12, C-49 y C-43	98
Figura 38.	Comparación Curvas de B_o de los Pozos C-12, C-49 y C43	98
Figura 39.	Comparación Curvas de Viscosidad de los Pozos C-12, C-49 y C-43	99
Figura 40.	Comportamiento Presión de Burbuja con la Profundidad	99
Figura 41.	Comportamiento Presión de Burbuja con la Profundidad	100
Figura 42.	Función Y Colorado 12	101
Figura 43.	Función Y Colorado 43	102
Figura 44.	Función Y Colorado 49	103
Figura 45.	Continuidad de la Arena B Campo Colorado	108
Figura 46.	Profundidad Vs. Presión Campo Colorado C-25.	112
Figura 47.	Relación Presión Volumen (RPV) a 104 °F	120
Figura 48.	Variación Presión de Burbuja a diferentes Temperaturas	121
Figura 49.	Comportamiento de la Densidad del Aceite	123
Figura 50.	Comportamiento del Factor Volumétrico de Formación del Aceite	124
Figura 51.	Comportamiento del Gas en Solución	124
Figura 52.	Comportamiento del Factor Z del gas	125
Figura 53.	Comportamiento del Factor Volumétrico de Formación del gas	125
Figura 54.	Comportamiento la Viscosidad del gas	126
Figura 55.	Condiciones Optimas de Separación	127
Figura 56.	Comportamiento la Viscosidad Capilar del Aceite	128
Figura 57.	Envolvente de Fases Generada con el Simulador PVT Pro versión 5.0	132
Figura 58.	Envolvente de Fases Generada con el Simulador PVT Sim Versión 17	132
Figura 59.	Validación de Resultados experimentales para Factor Volumétrico de Formación del Oil, B_o (bbl/STB).	134
Figura 60.	Validación de Resultados experimentales para La densidad del Oil (gr/cc).	134
Figura 61.	Validación de Resultados experimentales para Relación Gas-Aceite, R_s (scf/STB).	135
Figura 62.	Validación de Resultados experimentales para Viscosidad del oil, (cp).	135

LISTA DE FOTOS

	Pág.
Foto 1. Disminución de diámetro por problemas de parafinas y asfáltenos	33
Foto 2. Problema de accesibilidad a la zona	34
Foto 3. Cilindros de transporte de Aceite (superior) y de Gas (inferior)	64
Foto 4. GOR apparatus	68
Foto .5 Celda de Recombinación	69
Foto .6 Celda de Comportamiento de Fases PV	72
Foto .7 Separador Flash	77
Foto .8 Cromatógrafo de Gases	81
Foto .9 Viscosímetro de Esferas Ruska	82
Foto 10. Viscosímetro de Capilar DBR-Jefri	83
Foto 11. Muestra Tomada con el Paraffin Cutter	111
Foto 12. Muestreo de Fondo Campo Colorado, C-25	113
Foto 13. Equipo Slim line, Muestreo Campo Colorado, C-25	114
Foto 14. Muestreo de Superficie Campo Colorado C-25	114
Foto 15. FTU (Field Unit Transfer)	115
Foto 16. Cilindro Tipo Pistón	115

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de los Fluidos de Yacimiento	9
Tabla 2. Clasificación Basada en la Fracción de C_7+	9
Tabla 3. Guía de Selección de Método de Muestreo de Fluidos	45
Tabla 4. Especificaciones principales de una PDS	54
Tabla 5. OOIP y Reservas Campo Colorado	91
Tabla 6. Datos Básicos de Yacimiento (formación Mugrosa)	94
Tabla 7. Datos Básicos PVTs Campo Colorado	96
Tabla 8. Número de Pozos por Bloque	103
Tabla 9. Pozos por bloque para conformar la muestra	105
Tabla 10. Distribución final de los pozos que Conforman la muestra	106
Tabla 11. Selección Pozos Candidatos a Muestreo	107
Tabla 12. Resumen comparativo Pozos Preseleccionados	109
Tabla 13. Herramientas y Puntos de Muestreo para el C-25	110
Tabla 14. Contactos de Fluidos dentro del Pozo C-25	113
Tabla 15. Propiedades Medidas en GOR apparatus	117
Tabla 16. Composición de Fluido Recombinado para corrida de Simuladores Fluido C-25	118
Tabla 17. Datos Volumétricos	129
Tabla 18. Datos prueba Liberación Diferencial	129
Tabla 19. Datos prueba Liberación Instantánea	130
Tabla 20. Datos de Viscosidad del Aceite	130
Tabla 21. Comparativa de puntos de burbuja y puntos críticos, reales y simulados	133

RESUMEN

TITULO: CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANALISIS PVT DE CRUDOS DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO¹

**AUTORES: JOSE JORGE ARAMENDIZ PACHECO
MIGUEL ALBERTO VELASQUEZ OSMA²**

PALABRAS CLAVES: Campos Maduros, PVT, Muestreo, Poblacional, Fluidos, Campo Colorado.

En los últimos años en el mundo no se han encontrado grandes hallazgos de hidrocarburos, por tanto el interés se ha centrado en los campos maduros. Para la reactivación de estos campos se hace necesario un estudio integrado de yacimiento, con el fin de aportar recursos para lograr esta reactivación, el proyecto se centró en el análisis PVT de los fluidos de yacimiento para complementar la caracterización del modelo de fluidos que permita entender su comportamiento termodinámico. La metodología empleada tiene su inicio en aplicar una técnica propuesta sobre muestreo poblacional para posteriormente aplicar criterios de selección enfocados a identificar el pozo óptimo a muestreo de fluidos y a partir de la muestra tomada determinar las propiedades de los fluidos de yacimiento a través del análisis PVT.

Para el Campo Colorado se aprovecho la hipótesis sobre su compartimentalización en 6 bloques distintos para aplicar la técnica propuesta de muestreo poblacional, resultando 14 pozos tanto de la arena B como de la C, luego se aplicaron los criterios de selección y se determino que los pozos óptimos para el muestreo de fluidos fueron el C-25 y el C-64, finalmente se realizo un muestreo de fondo en el pozo C-25 donde se tomaron 3 muestras (2185, 2170 y 1800 pies). Realizado por personal del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

Este proyecto presenta los resultados experimentales del análisis PVT realizado al fluido del pozo Colorado 25, de la Formación Mugrosa B, con el propósito de estudiar el comportamiento volumétrico de los fluidos y datos composicionales. Por ultimo se realizo la simulación del PVT por medio del PVT *Pro versión 5.0* y *PVT Sim versión 17*, en donde los resultados obtenidos se ajustan a la tendencia de los experimentales dando validez al análisis PVT del Crudo del Campo Colorado.

¹ Proyecto de Grado

² Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc Fernando E. Calvete. Co-Director UIS: Ing Emiliano Ariza. Co-director ICP: Ing. Carlos Coronado

ABSTRACT

TITLE: CONSIDERATIONS AND PROCEDURES FOR PVT ANALISYS OF MATURE FIELD'S CRUDE. APPLIED TO CAMPO COLORADO³

**AUTHORS: JOSE JORGE ARAMENDIZ PACHECO
MIGUEL ALBERTO VELASQUEZ OSMA⁴**

KEY WORDS: Mature fields, PVT, Sampling, Population, Fluids, Colorado Field

In the last years the petroleum industry hasn't found new hydrocarbon reservoirs with huge reserves, thus they look-back to Mature Fields where it still have some recoverable reserves. Reactivated this kind of Fields is an effort of an integrated reservoir studies. With the intention to help in this process our project center its investigation in PVT Analysis of Mature field's Crude giving important spots about the necessary information needed for a reservoir fluid characterization and phase behavior studies. The methodology starts with an application of a proposed technique for population sampling and continues with the selection of the optimum well for a reservoir fluid sampling, necessary for obtain representative samples that allow us to determine the fluids properties by PVT Analysis.

For the Colorado Field we take advantage about the hypothesis of its compartmentalization in 6 different blocks to apply the proposed population sampling technique, obtaining 14 wells of the total population belonging to B sand and C sand. Then we found through the selection criteria that the best candidates for reservoir fluid sampling were C-25 and C-64. Finally we decided to select C-25 for a bottom-hole sampling recollecting 3 samples (2185, 2170 y 1800 ft). Performed by personal of the Instituto Colombiano del Petroleo (ICP).

This Project presents the experimental results of the PVT analysis developed for the reservoir fluid of C-25, which its producing interval is located in the B sand, with the purpose of study the volumetric behavior of the fluid and its composition. To conclude, it was running a simulation of the experimental data with the **PVT Pro version 5.0** and **PVT Sim version 17**, showing that the results of the simulation adjust very well with the tendency of the experimental practice, giving validation to the PVT Analysis developed with the Fluid of Colorado Field.

³ Undergraduate Project

⁴ Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Msc Fernando E. Calvete. Co-Director UIS: Eng. Emiliano Ariza. Co-director ICP: Eng. Carlos Coronado

INTRODUCCIÓN

La realización de este proyecto estuvo apoyado directamente por el Grupo de Investigación de Campos Maduros convenio 010 de 2003 UIS-ICP como componente integral de la línea de Modelamiento de Fluidos.

El análisis PVT de fluidos de yacimiento es una herramienta que aporta a la industria datos claves acerca del comportamiento termodinámico del fluido de yacimiento, con el fin de brindar soporte a un estudio integrado que permita obtener una precisa evaluación de reservas así como la calidad de los fluidos producidos y aportar al desarrollo de optimas estrategias de recobro que permitan reactivar y/o aumentar la productividad de los Campos Petroleros.

Obtener las propiedades del fluido de yacimiento a partir de las diferentes pruebas que integran un estudio PVT es un proceso dinámico que soporta la calidad de los resultados en la representatividad de la muestra de fluido que se toma en Campo, para alcanzar los objetivos propuestos se establecieron criterios de selección de pozos candidatos a muestrear para Campos Maduros y siguiendo los parámetros de las normas existentes para el muestreo de fluidos según **API RP 44** y procedimientos estandarizados de calidad para el desarrollo de pruebas PVT para garantizar la confiabilidad de los resultados.

Este proyecto propone una Metodología para el estudio PVT de crudos de Campos Maduros teniendo en cuenta las consideraciones sujetas a la naturaleza del mismo, desde aplicación de diseño de investigaciones (Técnicas De Muestreo Poblacional), criterios de selección de pozos para muestreo de fluidos, desarrollo del programa de muestreo y de las pruebas de laboratorio hasta el análisis de resultados.

El proyecto esta dividido en 5 capítulos, en el capítulo 1 se presenta la clasificación estándar que se da a los fluidos de yacimientos y las características que identifican a cada tipo. En el capítulo 2 se anuncian algunos conceptos que definen a un Campo Maduro y se declara la importancia que tiene un estudio PVT para la caracterización del fluido de yacimiento de este tipo de Campos. En el capítulo 3 se presentan conceptos básicos sobre el diseño de investigaciones, enfocándolo a las técnicas de muestreo poblacional y las fases en las cuales se puede dividir.

En el capítulo 4 se estructura paso a paso la Metodología para el análisis PVT en Campos Maduros, que comprende desde la técnica de muestreo poblacional propuesta para Campos Petroleros, los criterios para seleccionar los pozos óptimos a muestrear, las consideraciones y recomendaciones del programa de muestreo de fluidos hasta las pruebas empleadas dentro de un estudio PVT con el fin de determinar las propiedades del fluido de yacimiento.

Por ultimo el capítulo 5, es la aplicación de la metodología al Campo Colorado, se obtiene información como Punto de burbuja, FVF del aceite y del gas, comportamiento de la viscosidad del fluido, tendencias de Rs, propiedades del gas y etapas optimas de separación en superficie, con el propósito de aportar herramientas que aporten al proceso de recuperación y reactivación del Campo Colorado, especialmente las arenas B.

1. Clasificación de los Fluidos de Yacimiento

Existen cinco tipos de fluidos de yacimiento, aceite negro, aceite volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco, los cuales se han sido definidos debido a que cada uno requiere un tratamiento distinto tanto por los ingenieros de yacimiento como por los de producción.

Lo ideal es determinar el tipo de fluido en la vida temprana del yacimiento, puesto que como lo expresa McCain¹, este punto es un factor clave a la hora de tomar decisiones para obtener el mayor provecho del yacimiento. Igualmente los métodos para muestreo de fluidos, el tipo y configuración de las facilidades de superficie, los cálculos para tratar de determinar el gas y el aceite in place y consecuentemente las técnicas para estimar reservas y el método de recobro mejorado mas apropiado en una etapa madura del yacimiento, todo depende del tipo de fluido de yacimiento, de allí la importancia de definirlo de la manera mas exacta posible en la etapa inicial del proyecto.

1.1 Aceite Negro o Black-oil

El Black-oil o Aceite Negro, es el mas común entre los tipos de crudo, generalmente esta compuesto por mas del 20 % molar de C_{7+}^2 (Heptano plus) y componentes pesados, su envolvente es la mas amplia de todos los tipos de fluidos de yacimiento, con su temperatura critica muy por encima de la temperatura de yacimiento, básicamente la forma de la envolvente depende de la de la composición de la mezcla de hidrocarburos y debido a que un Black-oil contiene gran cantidad de componentes pesados esta será bastante amplia. Un diagrama de fases típico para un Aceite Negro se ilustra en la **figura 1**, Las líneas de calidad están bastante espaciadas a condiciones de yacimiento y las condiciones de separador están ubicadas en líneas de calidad relativamente

altas. Estas características indican que este tipo de fluido posee una baja merma al ser producido.

Inicialmente produce con un GOR_i menor a 2000 SCF/STB, el líquido en el stock tank tiene generalmente una gravedad $< 45^\circ$ API y se considera que posee un Bo_i de 2.00 bbl/STB o menores. La variación de la gravedad específica durante la vida productiva del yacimiento es relativamente pequeña.²

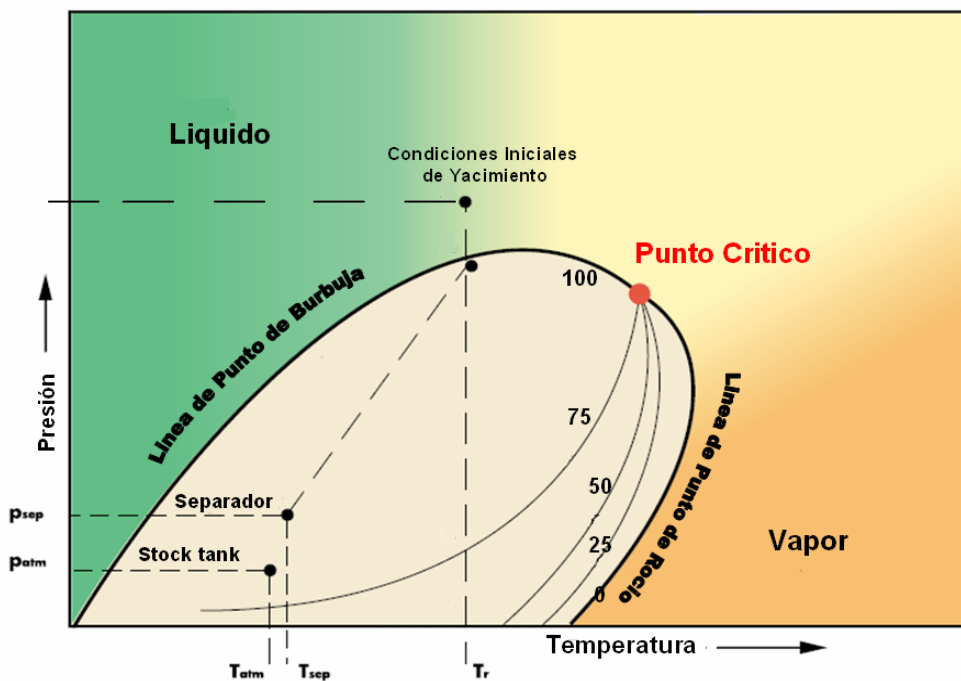


Figura 1: Diagrama de Fases para un Black-Oil
Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

1.2 Aceite Volátil

El Aceite Volátil tiene muchas características en común con el gas condensado, pero al contener más componentes pesados presenta un comportamiento netamente de líquido a condiciones de yacimiento, los Aceites Volátiles se componen principalmente de más moléculas Intermedias (definidas desde el etano hasta el hexano) que pesadas a comparación con los Aceites Negros.

La envolvente del Aceite Volátil es relativamente más amplia que la del gas condensado, con una temperatura crítica mayor debido a su mayor concentración de componentes pesados. Un diagrama de fases típico para un Aceite Volátil se muestra en la **figura 2**. La temperatura de yacimiento esta cerca de la temperatura crítica, por ello, suele referirse al Aceite volátil como un Fluido cercano al Punto Crítico.

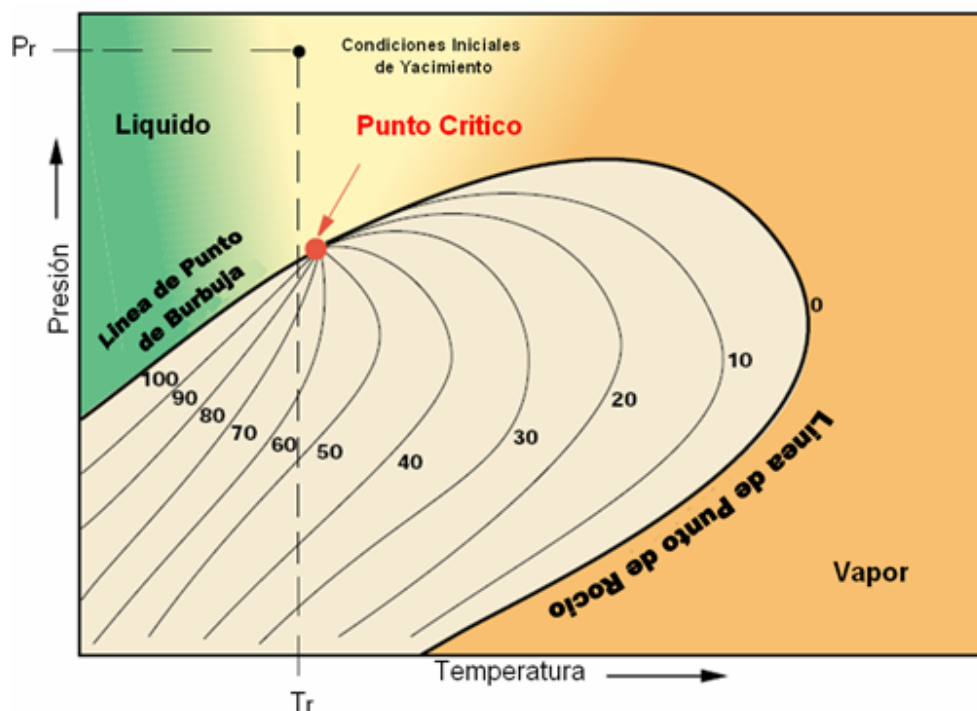


Figura 2: Diagrama de Fases para un Aceite Volátil
Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

Es bueno indicar que las líneas de calidad se encuentran en mayor proporción y mas estrechas cerca al punto de burbuja en la envolvente, luego esto nos dice que una pequeña reducción de presión por debajo del punto burbuja vaporiza una fracción significativa del Aceite, por ello el nombre de Aceite Volátil.

Entre las características estandarizadas de un Aceite Volátil se tiene que presenta un GOR_i entre 2000 SCF/STB – 3300 SCF/STB, la gravedad del liquido en el

Stock tank es usualmente de 40 ° API o mayores y se incrementa con el avance de la producción a medida que la presión cae por debajo del punto de burbuja. Observaciones de laboratorio revelan que posee un Bo_i mayor a 2.00 bbl/STB y que su composición esta determinada por una concentración de C_{7+} entre un 12.5%– 20% molar.¹

1.3 Gas Condensado

El tercer tipo de fluido de yacimiento se conoce como gas condensado. Un diagrama de fases típico de este tipo de fluido se muestra en la **figura 3**, es un poco mas pequeño que los de aceite, y el punto crítico esta ubicado en el lado izquierdo y bastante abajo en la envolvente. Estos cambios son el resultado de que el gas condensado contiene mucho menos componentes pesados que los que presentan los aceites en su composición.

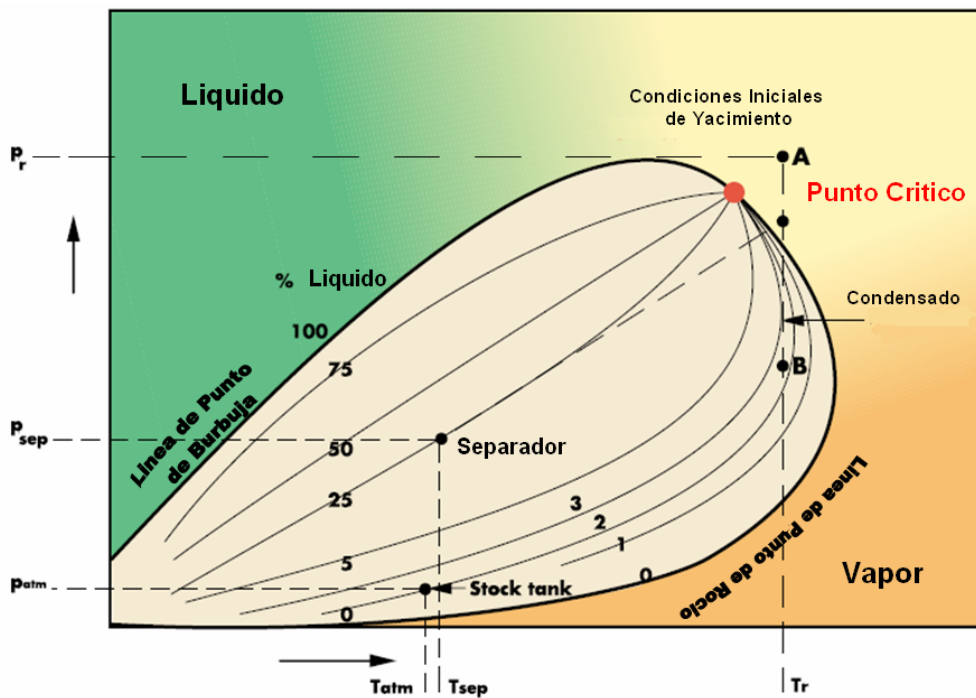


Figura 3: Diagrama de Fases de un Gas Condensado
Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

Este tipo de gas genera líquidos por condensación retrograda dentro del yacimiento, cuando la presión cae por debajo del punto de rocío, normalmente este líquido no fluirá y por ello no puede producirse en superficie. La cantidad de hidrocarburos potencialmente condensables en yacimiento incrementa cuando el gas se hace más rico, esto es, a medida que los componentes pesados se alejan de la temperatura crítica hacia la temperatura de yacimiento.

Este tipo de fluido presenta un rango de GOR_i entre 3300 SCF/STB hasta 150000 SCF/STB, este permanece inicialmente constante durante la producción del yacimiento hasta que la presión cae por debajo del punto de rocío e incrementa. Los gases que presentan altos GOR_i tienen cricondentermas cercanas a la temperatura de yacimiento y debido a esto generan poco líquido en el yacimiento, manejan rangos de gravedad API entre 40°-60° API e incrementa a medida que la presión de yacimiento cae por debajo del punto de saturación.³ La concentración de C_{7+} es generalmente menos del 12.5% molar, la gravedad específica puede variar entre 0.74-0.82.²

1.4 Gas Húmedo

Un Gas Húmedo se compone principalmente de metano y otros componentes ligeros, con su diagrama de fases localizado en un rango de temperaturas por debajo de la temperatura de yacimiento, como se muestra en la **Figura 4**. Debido a lo anterior, un Gas Húmedo no producirá líquidos en el yacimiento durante la depleción de este, pero sí lo hará a condiciones de separador (ubicado dentro de la envolvente) en superficie.

Los Gases Húmedos presentan altos GOR y estos permanecen constantes durante la vida productiva del yacimiento, generalmente presentan GOR en el mismo rango del Gas Condensado, pero para efectos ingenieriles un gas que

produzca inicialmente con un GOR de mas de 50000 SCF/STB puede tratarse como un Gas húmedo; este tipo de gas presenta una baja gravedad especifica.

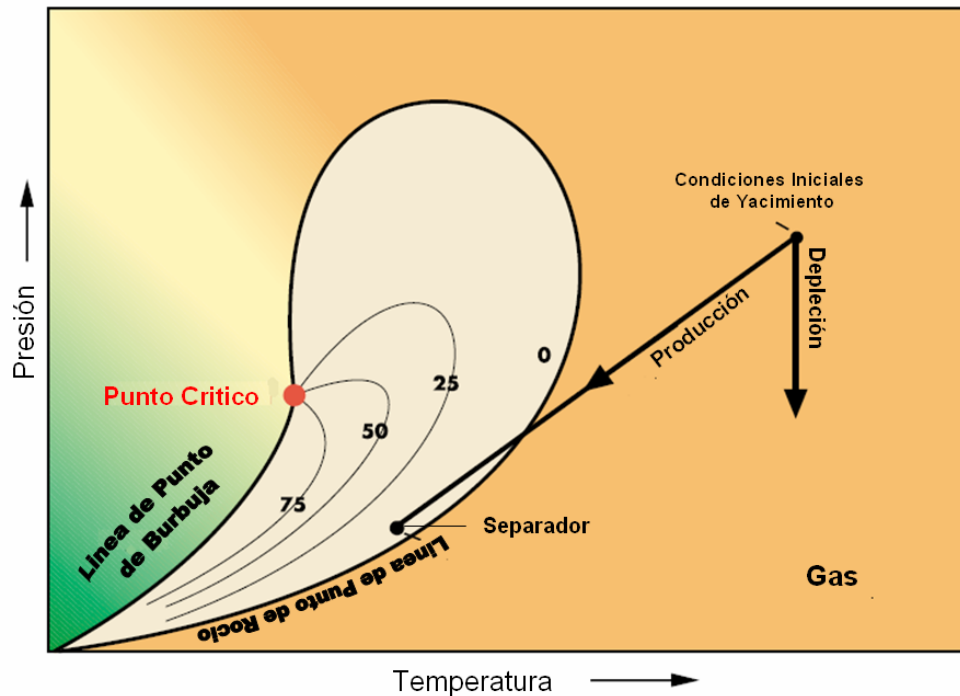


Figura 4: Diagrama de Fases para un Gas húmedo
Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

Como un Gas húmedo; este tipo de gas presenta una baja gravedad especifica. Las únicas pruebas PVT que se le realizan son para medir la compresibilidad del gas y la prueba de Separador generalmente se lleva a cabo para determinar la cantidad y las propiedades de la fase condensada a condiciones de superficie.²

1.5 Gas Seco

El Gas Seco se compone principalmente de metano, algunos intermedios y componentes no hidrocarburos como nitrógeno y dióxido de carbono. La **figura 5** muestra el diagrama de fases para un Gas Seco. Nótese que el gas permanece en una sola fase desde condiciones de yacimiento hasta condiciones de separador en superficie. El agua, sin embargo, puede condensarse a condiciones de superficie

debido al enfriamiento que sufre el gas. Estudios PVT de LAB. Se limitan a estudiar la compresibilidad del gas para este tipo de Gas. ²

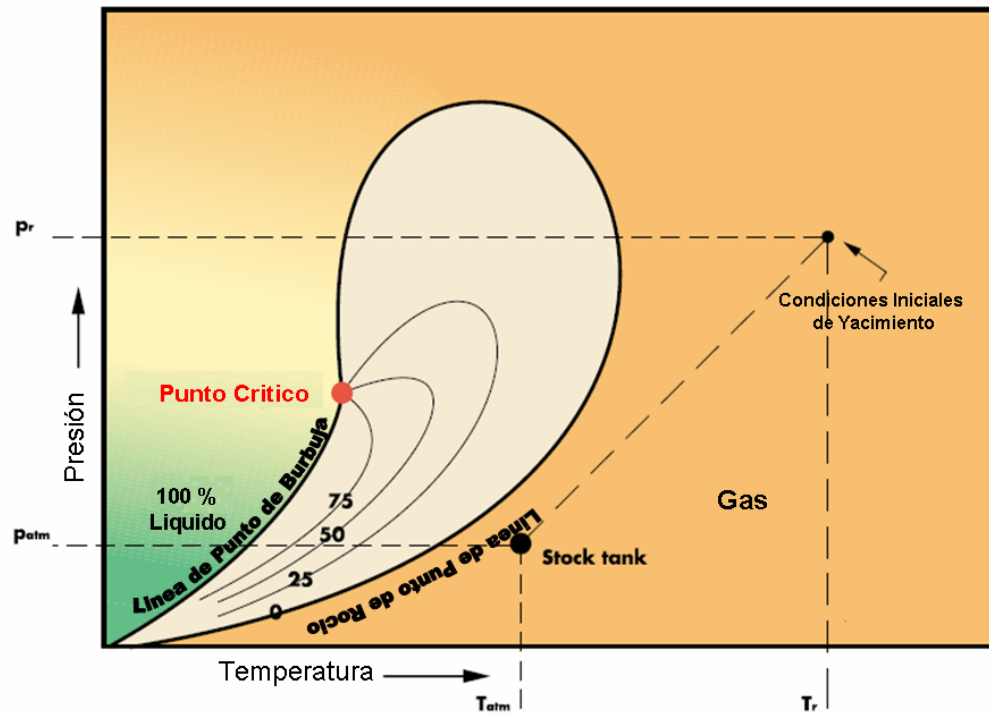


Figura 5: Diagrama de Fases para un Gas Seco
Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

En la **tabla 1** se resume la clasificación de los fluidos de yacimiento con base en el GOR y en la gravedad que estos presentan. Generalmente los Crudos Pesados (Bajo API °) presentan bajo GOR y muchísima menos cantidad de componentes hidrocarburos livianos, mientras que los gases secos se componen enteramente de componentes de bajo peso molecular. La **tabla 2** muestra la clasificación de fluidos basados en la fracción C7+, siendo este un factor clave para diferenciar los crudos cercanos al punto crítico.

Fluido de Yacimiento	Apariencia en Superficie	Rango de GOR scf/stb	G.E. del Gas	API ° Aceite
Gas Seco	Incoloro y no produce Líquidos	----	0.6 - 0.65	----
Gas Húmedo	Gas incoloro y pequeñas cantidades de liquido de color claro	> 50000	0.6-0.85	60°-70°
Gas Condensado	Gas incoloro y cantidades significantes color claro	3000-150000	0.6-0.85	40°-60°
Aceite Volátil	Liquido de Marrón Claro con varios Matices de Amarillo, Rojo y Verde	2000-3300	0.6-0.85	> 40°
Black-oil- Aceite Negro	De Marrón Oscuro a Negro de apariencia viscosa	<2000	0.7-0.95	30°-40°
Crudo Pesado	Negro y de apariencia muy viscosa	Generalmente no produce gas	>1.00	10°-25°

Tabla 1: Clasificación de los Fluidos de Yacimiento
Fuente: Modificado de "Practical Fluid Behavior Course" by Schlumberger

Fluido de Yacimiento	% Molar de C ₇ +
Gas Condensado	<12.5
Aceite Volátil	12.5-20.0
Black-oil-Aceite Negro	>20.0

Tabla 2: Clasificación Basada en la Fracción de C₇+
Fuente: Modificado de "Practical Fluid Behavior Course" by Schlumberger

Podemos decir que no existen límites definidos para estas clasificaciones por lo cual muchas veces podemos encontrar variaciones que difieren de los rangos expuestos, además tanto el GOR como la gravedad específica del gas producido dependen grandemente de las condiciones de separación en superficie.

2. ANALISIS PVT PARA YACIMIENTOS DE PETROLEO

2.1 Generalidades

Un fluido puede existir en fase sólida, líquida o gaseosa, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a la cual está sujeto. Una fase es definida como un sistema homogéneo que tiene propiedades físicas propias e idénticas en cada punto de la fase y pueden ser claramente reconocidas. Un buen ejemplo es el agua, la cual puede existir como vapor, líquida y sólida a varias temperaturas y presión atmosférica. En este caso solo el cambio en la temperatura cambia la fase del agua de un estado al otro; en cambio en un yacimiento de petróleo, tanto la temperatura como la presión cambian invariablemente y la composición no es pura como la del agua, sino consta de una mezcla de miles de componentes, haciendo el comportamiento más complejo.⁴

A medida que el gas y el aceite son producidos desde el yacimiento, están sujetos a una serie de cambios de Presión, Temperatura y Composición; tales cambios afectan el comportamiento volumétrico y de transporte de los fluidos de yacimiento y consecuentemente, los volúmenes de gas y aceite producidos.

En un yacimiento de petróleo, coexisten dos o tres fases diferentes en los poros de la roca. El estudio de los fluidos del yacimiento como una función de la presión, volumen y temperatura de los mismos, es comúnmente conocido como un estudio PVT.⁴

2.2 Importancia de un estudio PVT

Los análisis PVT son parte fundamental en la caracterización y en la adecuada explotación y mantenimiento de un yacimiento de petróleo. La información obtenida en estos estudios, es vital para la evaluación de reservas, en el desarrollo óptimo de un plan de recobro, y para determinar la cantidad y calidad de los fluidos producidos.

El objetivo principal de las pruebas PVT es determinar la relación volumétrica de las fases desde condiciones de yacimiento hasta las condiciones de superficie, y también determinar la solubilidad del gas en el crudo.

Las principales propiedades que pueden ser obtenidas en un estudio PVT son:

- Factor Volumétrico de formación del aceite, **B_o**
- Relación Gas en Solución, **R_s**
- Coeficiente de compresibilidad isotérmica, **C_o**
- Densidad del gas y del aceite, **ρ_g y ρ_o**
- Factor Volumétrico de formación del gas, **B_g**
- Factor de compresibilidad del gas, **Z**
- Coeficiente de expansión térmica, **α_o**
- Viscosidad del gas y del aceite, **μ_g y μ_o**
- Composición del gas y del aceite

2.3 Análisis PVT en crudos de Campos Maduros

En los últimos años en el mundo no se han encontrado grandes hallazgos de hidrocarburos, por tanto el interés se ha centrado en los campos maduros, los cuales comenzaron a producir cuando la caracterización de yacimientos no era una prioridad, esto se ve reflejado en la escasez de datos que ayuden en la

caracterización de estos yacimientos y en la actualidad se ha vuelto una desventaja.

Un campo maduro ha estado produciendo por un largo periodo de tiempo bajo varios mecanismos de depleción. Durante la depleción de un campo, la composición del fluido en el yacimiento cambia, lo que ocasiona que el comportamiento de fases y las propiedades del fluido “actual” del yacimiento sean diferentes a las “originales”.

2.3.1 Definición de Campo maduro

Un campo se define “maduro” cuando ha estado produciendo por largos periodos de tiempo, bajo altos mecanismos de depleción. Se comienza a denominar “campo maduro” después de que este ha alcanzado su pico máximo de producción y haya entrado en una etapa de declinación continua.⁵ Un campo que haya alcanzado su límite económico después de un recobro primario y secundario también es catalogado como campo maduro.

La **figura 6** muestra el comportamiento típico de producción durante toda la vida de un campo, cualquier punto señalado con un interrogante puede ser considerado como el tiempo en el que el campo alcanza su madurez. La tendencia, sin embargo, es definir el periodo de declinación indicado por la flecha en la **figura 6**, la cual es alcanzada por lo general después de someter al campo a procesos de recuperación secundaria. El incremento en la producción de agua y de gas, así como la disminución progresiva de la presión y el envejecimiento de los equipos son también otros indicadores de la madurez del campo.

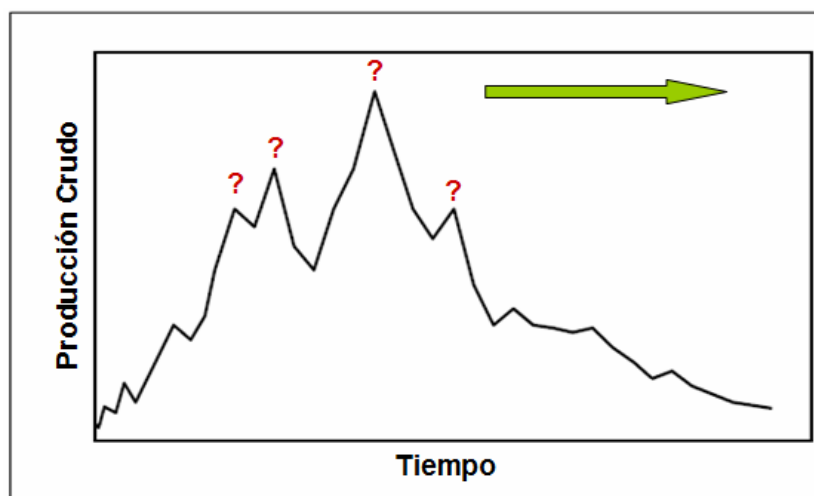


Figura 6: Diferentes etapas de recobro que pueden ser asumidas como el inicio de la madurez de un campo
 Fuente: T. Babadagli “Mature Field Development” SPE 93884

El desarrollo de campos maduros ha venido ganando importancia a través del tiempo. La gran demanda de hidrocarburos, y la escasez de nuevos hallazgos significativos, han hecho que la industria enfoque sus esfuerzos en la reactivación de este tipo de campos.

Luego de que un campo es denominado “maduro”, se empiezan a analizar algunos aspectos. El primer aspecto se centra en la estimación de las reservas remanentes en el campo, enfocándose en la determinación de la cantidad y las zonas donde se encuentra el aceite residual luego de la recuperación primaria y secundaria, esto se logra por medio del análisis de la historia del campo, de los registros, los corazones y caracterizando el fluido actual del campo. Una vez conocidas las reservas remanentes, se estudian los diferentes métodos de recobro que se podrían aplicar. Estos incluyen recobro terciario, perforación infill y horizontal, entre otros.

La caracterización del fluido del yacimiento, es un aspecto fundamental a tener en cuenta al estudiar la reactivación de un campo maduro. Como se menciono anteriormente, todos los procesos que se planeen implementar en estos campos, necesitan conocer el fluido “actual” del yacimiento.

Estudiar el crudo de un Campo Maduro representa un reto especial, la volatilización del gas a medida que decrece la presión del yacimiento causa que la formación actúe como si estuviera dividida en 2 regiones o más; la región más cercana tiene tanto gas como aceite mientras que probablemente la región más alejada todavía se encuentre en una sola fase. La diferencia de movilidades en cada región se debe tener en cuenta a la hora de elaborar un programa de muestreo de fluidos con el fin de que la muestra que se obtenga sea representativa del crudo del yacimiento, de esta manera el desarrollo de la fase de laboratorio puede aportar datos de calidad que sirvan para complementar el estudio de caracterización de los fluidos de un campo maduro en pro de llevar a cabo un programa de reactivación de este tipo de campos.

2.3.2 Importancia del Estudio PVT en Campos Maduros

El área de Análisis PVT normalmente no se le da la importancia que merece para la caracterización de fluidos dentro de un campo maduro. Muchas veces solo se cuenta con los datos PVT “originales” y para estudiar apropiadamente un potencial proceso de recobro mejorado se requiere que los datos de las propiedades PVT del crudo sean los “actuales” del estado del yacimiento.

Para la mejor estimación posible de las propiedades del crudo durante la vida entera de un yacimiento y el buen entendimiento y comportamiento del mismo, es necesario un remuestreo de fluidos periódicamente.⁶

Las principales ventajas que se obtienen al realizar un análisis PVT a un campo maduro son entre otras:

- Ajuste en la determinación de Volúmenes In-situ
- Datos de entrada clave para simulación de aplicación de procesos EOR
- Caracterización de Fluidos y su Distribución en el yacimiento
- Rediseño de facilidades de superficie
- Mejor ajuste de los modelos del yacimiento
- Clave para la Reactivación del Campo
- Facilita la toma de decisiones de ingeniería y de inversiones

2.4 Formas de determinar las propiedades PVT

Las propiedades PVT de un crudo pueden ser determinadas de las siguientes maneras:

- Medidas en laboratorio
- Ecuaciones de estado con un ajustes adecuados
- Correlaciones empíricas con un apropiado rango de aplicación
- Modelos de redes neuronales artificiales.⁷

Aunque existen diversas formas de determinar las propiedades PVT de los fluidos de un yacimiento, solo las medidas en laboratorio son las mas reales, cuando se realizan de forma adecuada siguiendo a cabalidad todos los procedimientos y teniendo en cuenta todas las consideraciones que sean necesarias. Por lo general se utilizan dos o tres formas distintas para corroborar los datos obtenidos en cada una de estas.

3. Fundamentos en Diseño de Investigaciones

3.1 Generalidades

El diseño de investigaciones es una herramienta que nos da la posibilidad de orientar de forma adecuada un experimento, desde la selección de los sujetos hasta el análisis de datos, pasando por un punto clave como es la fundamentación científica del desarrollo de las pruebas y selección de sujetos teniendo en cuenta las variables que se han de manejar por parte del investigador y del tipo de diseño en el cual se ha de basar el experimento.

El establecer un programa de investigación es un esfuerzo organizado para adquirir conocimiento sobre un proceso natural o artificial. El programa completo puede necesitar de muchos estudios individuales, cada uno con objetivos específicos. Normalmente, los estudios individuales proporcionan piezas de información a fin que, en conjunto, satisfagan las metas del proyecto de investigación.

La buena planeación ayuda a organizar las tareas necesarias para un estudio de investigación, muchas veces los estudios individuales exigen que se tome una serie de decisiones críticas, entre estas, el número de sujetos que usara la investigación, la duración del experimento, el número de replicas del mismo y mas allá de esto, verificar de forma científica si uno o mas factores afecta a una variable respuesta, es decir, establecer una relación de causalidad entre una variable dependiente y unos factores o variables independientes mientras se controlan otros que pueden confundir o impedir el hacer inferencias casuales.⁸

Al iniciar un estudio de investigación, se puede desarrollar una lista de verificación de aspectos concretos, como lo indica Robert. O kuehl⁹, algunos de los que suelen incluirse son:

- Objetivos específicos del Experimento.
- Identificación de los factores que influyen y cuales de ellos varían y cuales permanecen constantes.
- Características a medir.
- Numero de repeticiones del experimento básico a realizar.
- Recursos y materiales disponibles.

Una fase clave para un diseño de investigaciones radica en el muestreo de los sujetos (en nuestro caso pozos) y el seleccionar la técnica de muestreo poblacional apropiada o una combinación de estas para el caso que se este investigando. Lo anterior se realiza con el fin de garantizar una representatividad de los sujetos en estudio frente a la población de interés.

3.2 Consideraciones Básicas en la investigación por muestreo

3.2.1 Concepto de Muestreo

En toda investigación nos encontramos con un conjunto de elementos sobre los que se toma información. Este conjunto de elementos es lo que se denota con el nombre de población. Muchas veces no es posible estudiar todos los elementos que componen la población en cuestión, ya sea por el alto costo que resulta la toma de esta información o porque la población tenga infinitos elementos, o por otras cosas.⁹

Por lo anterior, nace la necesidad de tomar la información solo de una parte de los elementos de la población, proceso que recibe el nombre de muestreo. El

conjunto de elementos de los que se toma información en el proceso de muestreo se conoce con el concepto de muestreo y el número de sujetos o elementos que la han de conformar como tamaño muestral. Por lo tanto, la selección de la muestra ideal supone que dicho subconjunto sea lo más representativo posible de una población, esta propiedad es la que nos permite estudiar una población utilizando solamente un grupo relativamente pequeño de sus elementos y así establecer cuál es el menor número de elementos que puede constituir dicho subconjunto.

En este sentido, el método de selección de la muestra tiene una singular importancia, dado que a partir de los resultados obtenidos en la muestra representativa, se infieren resultados que se generalizaran luego sobre la población a la cual dicho subconjunto pertenece.

3.2.2 Población, Marco y Muestra

Una tarea importante dentro del diseño de la investigación es definir cuidadosa y completamente la población antes de seleccionar la muestra. Inicialmente se conoce como población a cualquier colección finita o infinita de individuos o elementos, acerca de los cuales deseamos hacer una inferencia. Esta población inicial que se desea investigar se denomina *población objetivo*.

Como hemos dicho anteriormente, muchas veces el muestreo de la población objetivo no es posible, por lo que en últimas la población inicial se ve restringida a la hora de obtener información de sus elementos, dando lugar a lo que se entiende por *población investigada*, que es la población que realmente es objeto de estudio.

Por otra parte, una unidad de muestreo puede ser un simple elemento de la población, en este caso tenemos una unidad elemental de muestreo pero puede considerarse unidades de muestreo que sean grupos de elementos de la población, con lo cual estaríamos ante una unidad de muestreo compuesta por

varias unidades elementales que se suelen denominar unidades primarias. De esta forma se establece una jerarquía de unidades de muestreo donde, el primer nivel lo forman las unidades elementales, el segundo nivel los grupos de unidades elementales, el tercer nivel lo forman grupos de unidades de segundo nivel y así sucesivamente.

En todo caso, las unidades de muestreo han de ser grupos de elementos de la población que cubren la población objetivo, recordando que si las unidades de muestreo son elementos, una unidad de muestreo y un elemento de la población son idénticos.

Para seleccionar el conjunto de unidades de muestreo que componen la muestra, es necesario considerar el obtener un listado material de unidad de muestreo; esta relación de unidades de muestreo, de la que se selecciona la muestra se denomina *marco*. En la práctica el marco tiene imperfecciones debido a desactualizaciones, errores, omisiones y otras causas que hace que el marco no coincida con la población objetivo, estas imperfecciones tienen origen en la duplicación de algunas unidades, omisiones de otras y presencia de unidades extrañas o vacías.

Se suele denominar *unidad vacía* a una unidad erróneamente incluida en el marco y que no pertenece a la población objetivo y como una *unidad extraña* aquella que aparece en el marco pero que no es realmente del marco y que de ninguna manera deberá constar en el mismo. La diferencia entre las dos es que la primera puede estar relacionada alguna forma con la población objetivo mientras que en la segunda no existe ninguna relación posible entre la unidad y la población objetivo.

Si eliminamos del marco las unidades erróneas incluidas en el (extrañas, vacías y duplicados) e incluimos las omisiones obtenemos la población objetivo, por otra parte, si eliminamos del marco las unidades de las que no se puede obtener información obtenemos la población investigada.

Es importante recordar que un marco puede ser un listado de unidades elementales o unidades compuestas, cuando el marco es del estilo de estas últimas, es posible disponer de listados de unidades simples dentro de cada unidad compuesta, lo que genera marcos múltiples que pueden hacer que el muestreo sea mucho más eficiente.

En general, una muestra es una parte de la población o un subconjunto de unidades de muestreo, seleccionados de uno o varios marcos con el fin de investigar las propiedades de la población.

3.3 Fases de la Investigación por Muestreo

El muestreo propiamente dicho consiste evidentemente en la obtención efectiva de la muestra, esto es, en la recolección de los elementos que la han de constituir. A pesar de esto, existen cuestiones previas y posteriores a tal recolección, especialmente importantes cuando se trata de investigaciones o estudios por muestreo. A la hora de llevar a cabo un estudio por muestreo es necesario tener en cuenta determinadas fases para su correcta planificación y ejecución.¹⁰

3.3.1 Fase 1ª. Especificaciones de los objetivos del estudio

El primer paso en todo estudio por muestreo es establecer de modo muy concreto la finalidad de la investigación, puesto que si no lo hacemos se disminuirá su valor en última instancia, encontrando que posiblemente los resultados obtenidos no eran los que verdaderamente se querían. Por lo tanto, es necesario establecer los objetivos de estudio y remitirse a estos conforme se vaya progresando en la investigación por muestreo.

3.3.2 Fase 2ª. Delimitación de la Población objetivo y la Población investigada

Una vez que se tiene claro el objetivo de la investigación, es necesario definir cuidadosamente la población que va a ser muestreada, teniendo presente de eliminar de la población objetivo la parte ideal no accesible con el fin de obtener la población investigada. De esta forma la población que se pretende cubrir (población objetivo) difiere generalmente de la que es en realidad objeto de muestreo (población investigada).

3.3.3 Fase 3ª. Establecimiento del Marco

Con el fin de cubrir con el estudio a la población objetivo, se debe recolectar toda la información existente de la población y de los elementos constituidos en ella, podemos entonces apoyarnos en listas, ficheros, mapas, descripciones u otros materiales aceptables que nos sirvan como guía para la población que se cubrirá y a partir de aquí definir el marco en el cual se trabajara.

3.3.4 Fase 4ª. Programa de operaciones y diseño de la muestra

Para los propósitos de la selección de la muestra debe ser posible dividir la población en lo que se especifico antes como unidades de muestreo, teniendo en cuenta que todo elemento de la población debe pertenecer a una sola unidad de muestreo y que no debe dejarse por fuera a cualquier elemento que pertenezca a la población.

Una vez clasificadas las unidades de muestreo, los pasos que recibirán la más cuidadosa atención será la forma en que se seleccionara la muestra, el tamaño de esta, la estimación de las características de la población y el error que puede ir acompañando a la misma.

Como indica Cesar Pérez ⁹ se pueden citar puntos clave del diseño de la muestra como son:

- Especificaciones de las unidades muestrales.
- Métodos para la depuración del marco.
- Posible utilización de la información complementaria.
- Análisis y determinación del tamaño de la muestra.
- Método de selección de la muestra, esto es, técnica de muestreo poblacional a utilizar.
- Formulas para los estimadores a utilizar.
- Estimación de los errores que acompañen al estudio.
- Control de errores ajenos al muestreo.

3.3.5 Fase 5ª. Ejecución del programa y recolección de datos

Primeramente se consideran trabajos de campo en los cuales se obtenga las medidas de las variables de estudio, asociadas a las unidades de la población sobre las que se realiza la selección.

En la mayoría de los casos se recomienda tomar muestras pilotos, guías o premuestras, que pueden ser cruciales ya que permiten probar el programa de operaciones y además realizar modificaciones en la planificación si así se necesita, puesto que nos brinda información relativa a la variabilidad de la población estudio sobre la cual posteriormente podemos basarnos para evaluar el tamaño de la muestra, de modo que se obtenga estimaciones de mayor precisión cuando se procede a realizar el muestreo definitivo. Posteriormente se procede a realizar la ejecución del diseño de muestreo.

3.3.6 Fase 6ª. Análisis de Resultados

Esta última fase comprende los trabajos de elaboración, codificación y cálculo de las estimaciones requeridas acompañadas de sus errores de muestreo, de forma que la misma muestra proporcione la medida de su fiabilidad y confianza. Los cálculos, representaciones gráficas, etc. deben ir acompañados de comentarios e interpretaciones.

Es muy conveniente que una vez se realice el muestreo se indique cual fue el desarrollo efectivo de lo que se planificó en cada fase y hacer una crítica general de las operaciones realizadas y de las diferencias entre lo que se trataba de hacer y lo que se hizo.

3.4 Conveniencia y Limitaciones de un Muestreo poblacional

Debido a que la inferencia supone riesgos, es útil indicar en que casos conviene obtener muestras en lugar de investigaciones exhaustivas de todos los elementos de la población.

Luego la decisión óptima consiste en emplear recursos mínimos para obtener determinada información o bien en conseguir la máxima información posible mediante recursos prefijados dentro de la planificación del estudio.

De acuerdo a lo anterior existen unos criterios generales de conveniencia para el uso de las técnicas de muestreo poblacional, que puede resumirse en los siguientes puntos:

- Conviene el uso del muestreo cuando la población es muy grande, puesto que un censo excedería las posibilidades del investigador.

- Se utilizan técnicas de muestreo poblacional cuando ello suponga una reducción de costos, este criterio suele conocerse con el nombre de criterio de economía.

Dentro de las limitaciones que puede tener el realizar un muestreo tenemos:

- Cuando se necesite información de cada uno de los elementos poblacionales
- Cuando sea difícil superar la dificultad que supone el empleo de la teoría del muestreo.
- Cuando el coste por unidad, es mayor en una encuesta que en un censo, lo que acarrea desestimar los métodos de muestreo.

En el caso del muestreo de fluidos en pozos podríamos hablar de limitaciones técnicas como obstrucción en pozos, vías de acceso, pérdida de producción mientras se cierra el pozo para la adecuación y muestreo.

3.5 Técnicas de Muestreo Poblacional

Ya se ha definido la importancia de la correcta elección de la muestra para que esta sea representativa de la población a estudiar, de igual forma se definió las fases o pasos para una investigación por muestreo, pero ¿Cómo podemos clasificar las diferentes formas de elegir una muestra?, podemos decir que hay 3 tipos ¹¹:

- *Muestreo Probabilístico*: aquel en el que cada elemento de la población tiene la misma posibilidad de ser elegido para componer la muestra.

- *Muestreo intencional*: en el que el investigador que selecciona la muestra es quien procura que sea representativa, dependiendo de su intención u opinión, siendo por tanto la representatividad subjetiva.
- *Muestreo sin Norma*: se toma la muestra sin norma alguna, de cualquier manera, siendo la muestra representativa si la población es homogénea y no se presenta sesgo o error específico de la muestra por falta de representatividad.

Dentro del muestreo probabilístico existen varias técnicas, dependiendo del caso de estudio estas son las que nos aseguran la representatividad de la muestra y nos permite el cálculo de la estimación de errores que se comenten, entre estas podemos distinguir las siguientes técnicas ^{9,10}:

- Muestreo Aleatorio simple con y sin reposición
- Muestreo Estratificado
- Muestreo Por Conglomerados
- Muestreo Sistemático

3.5.1 Muestreo Aleatorio simple con y sin reposición

Un muestreo aleatorio es cuando el proceso de selección de la muestra garantiza que todas las muestras posibles que se pueden obtener de la población tienen la misma posibilidad de ser elegidas, es decir, todos los elementos de la población pueden ser seleccionados para formar parte de la muestra.

Cuando el elemento es seleccionado y se realiza el estudio sobre este y puede volver a ser seleccionado, se dice que el muestreo es aleatorio con reposición, en caso de que el elemento seleccionado no vuelva a formar parte de la población estudio, se dice que se ha obtenido la muestra mediante un muestreo aleatorio sin

reposición. En algunos libros este último recibe el nombre de muestreo irrestrictamente aleatorio.

3.5.2 Muestreo Estratificado

En el muestreo estratificado, una población heterogénea con n unidades se subdivide en L subpoblaciones lo mas homogéneas posibles denominadas estratos. La muestra estratificada de tamaño n se obtiene seleccionando n_h elementos de cada uno de los L estratos en que se subdivide la población de forma independiente. Si la muestra estratificada se obtiene seleccionando una muestra aleatoria simple en cada estrato de forma independiente, el muestreo se denomina muestreo aleatorio estratificado.

En conclusión, la ventaja principal que puede obtenerse de esta técnica es aumentar la precisión de las estimaciones al agrupar elementos con características comunes.

3.5.3 Muestreo por Conglomerados

Esta técnica considera una población finita con M unidades elementales o en ultimas agrupadas en N unidades mayores llamados conglomerados o unidades primarias.

El numero de unidades elementales de un conglomerado se denomina tamaño del conglomerado, los conglomerados pueden ser iguales o de distinto tamaño y tienden a ser lo mas heterogéneo posible dentro de ellos y lo mas homogéneo posible entre ellos, de tal forma que la situación ideal seria que se estudiase un único conglomerado y que este represente fielmente a la población.

Casos típicos de muestreo por conglomerados son la selección aleatoria de granjas en una comarca para una investigación en que las unidades últimas fuesen cabezas de ganado o la selección de árboles en una plantación cuando las unidades últimas fuesen el estudio de los frutos.

Es muy frecuente que los conglomerados estén definidos como “áreas” o parte bien definidas de un terreno, de modo que todas las unidades últimas correspondientes al área sean los que constituyen el conglomerado; de aquí que suele generalizarse la denominación de muestreo por áreas para designar estos procedimientos de muestreo.

El empleo de conglomerados o áreas como unidades de muestreo se justifica por razones de economía, tiempo, recursos, etc. además la concentración de unidades disminuye la necesidad de desplazamiento. Muchas veces el disponer de una lista de todos los elementos de una población (marco) es muy difícil, por ello es preferible la división previa de la población en conglomerados o áreas, de las cuales se seleccionara cierto número, para esto se necesitara una lista de los conglomerados, lo cual recae en un marco más fácil de manejar. Dentro de esta técnica también se puede definir lo que se conoce como muestreo bietápico y en últimas polietápico. El primero puede considerarse como una modificación del muestreo por conglomerados cuando no forman parte de la muestra todos los elementos o unidades de los conglomerados, sino que, una vez seleccionados los conglomerados, se efectúa una nueva selección o submuestreo dentro de cada uno de los conglomerados.

En cuanto al muestreo polietápico, es una generalización de la técnica de muestreo por conglomerados, los conglomerados seleccionados en la primera etapa pueden estar constituidos por nuevos conglomerados incluidos en ellos, de modo que puede procederse a un submuestreo de unidades de conglomerados dentro de conglomerados y así sucesivamente en varias etapas.

3.5.4 Muestreo Sistemático

El muestreo sistemático consiste en formar aleatoriamente un cierto número i , que designara en una lista o población de N elementos al primero que va a formar parte de la muestra. A continuación de manera rígida o sistemática (de aquí el nombre de la técnica) se van tomando el elemento $i + k$; que esta a k lugares después del i -esimo de la lista; el $i + 2k$; que esta $2k$ lugares después y así sucesivamente hasta agotar los elementos disponibles de la lista o poblaciones, lo que ocurre cuando se llegue al que ocupa el lugar $i + (n - 1)k$.

Suponiendo que el tamaño de la población sea N , para obtener una muestra de tamaño n , siendo N múltiplo de n , luego $N = n \cdot k$, habrán que elegirse aleatoriamente, como origen o primer elemento un numero entre 1 y k . Con esto quedan automáticamente elegidos los $n-1$ elementos siguientes tomados de k en k hasta completar el tamaño n de la muestra; k recibe el nombre de intervalo de selección, estos se verifica así:

$$i + (n - 1)k \leq nk = N$$

Por ultimo es importante definir que k es el entero mas cerca a N/n .

4 METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS PVT PARA UN CAMPO MADURO

Es muy importante antes de iniciar un análisis PVT en un campo maduro, diseñar un plan de ejecución donde se tenga en cuenta todas las consideraciones y aspectos propios de cada caso. En este capítulo se propone una metodología, la cual comprende los criterios de selección de pozos candidatos a muestreo, la aplicación de un diseño de investigaciones aplicando las técnicas de muestreo citadas en el capítulo anterior, así como las consideraciones que se deben tener en cuenta para tomar una muestra representativa, la ejecución adecuada de las pruebas PVT, y el análisis y reporte de datos.

4.1 Importancia de la selección de Pozos Candidatos a Muestreo

La selección del o de los pozos a muestrear para realizar un estudio PVT al fluido de un campo maduro es un paso fundamental, ya que los pozos seleccionados deben ser representativos de todo el yacimiento o de las arenas productoras que se quieren caracterizar. Se estructuraron algunos criterios de selección de pozos a muestrear, basados en la definición geológica del yacimiento, el estado actual de los pozos, la producción de los mismos, así como la accesibilidad al sitio de muestreo y el potencial de flujo de los pozos, todos estos encaminados a obtener la muestra mas representativos del yacimiento.

La Selección de Pozos para un campo maduro tiene que tener en cuenta como punto clave la caracterización geológica del yacimiento a estudiar, es decir, su heterogeneidad, esto permite que se defina mejor el programa de toma de muestras del campo con el fin de cubrir la extensión total del campo.

4.2 Criterios de Selección de Pozos Candidatos a Muestreo en Campos Maduros

Además del factor imprescindible de la geología del yacimiento, para hacer la selección de los pozos candidatos a muestrear, se han establecido cuidadosamente otros criterios enfocados a un campo maduro.

La **figura 7**, muestra los principales criterios que se deben tomar en cuenta para seleccionar el pozo a muestrear en un campo maduro, definiendo la geología del yacimiento, el potencial de los pozos y las condiciones actuales de los mismos, como los criterios más importantes a tener en cuenta.

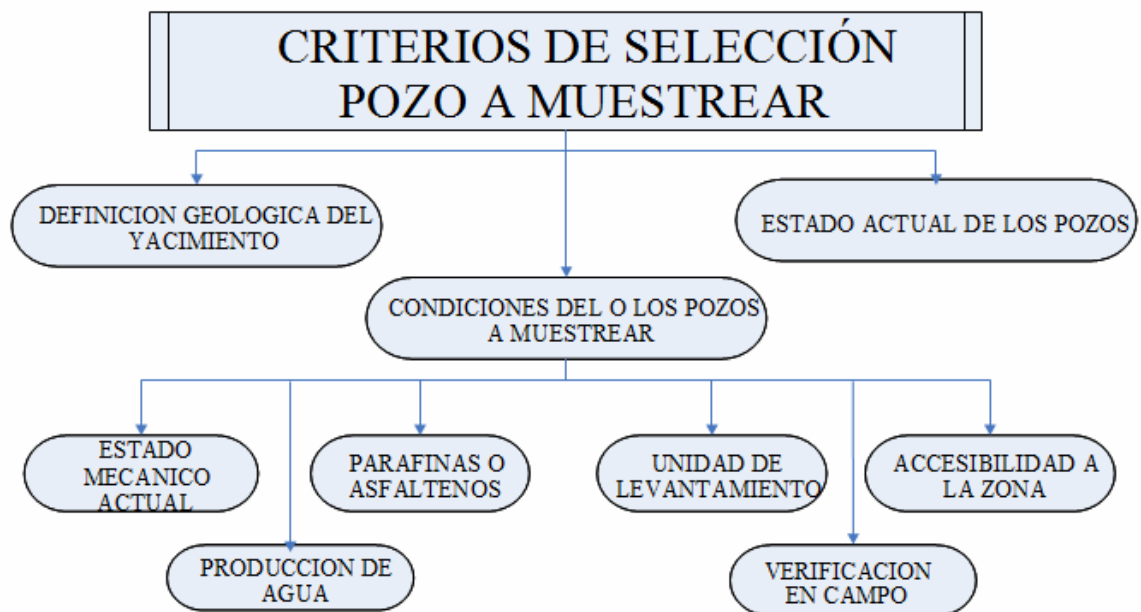


Figura 7: Principales Criterios de Selección Pozo a Muestrear
Fuente: Autores del proyecto

4.2.1 Definición Geológica del Yacimiento

El número y localización de los pozos a muestrear depende significativamente del grado de variabilidad de los fluidos en el subsuelo por lo tanto, en un yacimiento compartimentalizado como el que se muestra en la **figura 8**, lo ideal sería seleccionar mínimo un pozo para muestrear en cada zona o bloque existente en el yacimiento. Esto depende también de la precisión deseada en los cálculos de la ingeniería y de la disponibilidad económica. Es muy importante conocer de qué arenas están produciendo cada uno de los pozos, este es un factor clave a la hora de seleccionar el pozo a muestrear, que depende de las arenas que se quieran analizar. La Caracterización de fluido y su distribución a través del yacimiento, ayudar a definir la continuidad del yacimiento y la comunicación entre las distintas zonas o bloques.¹³

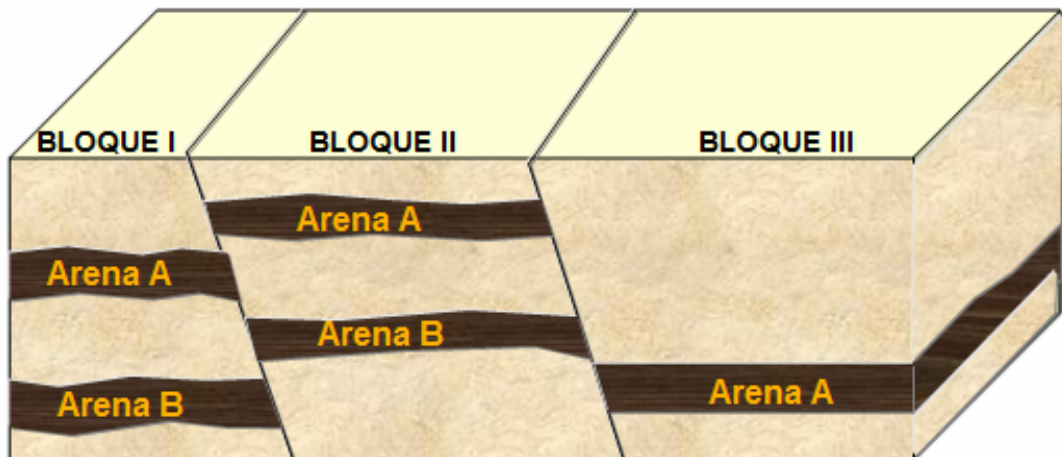


Figura 8: Representación Yacimiento Compartimentalizado
Fuente: Autores del proyecto

4.2.2 Potencial de Flujo de los Pozos

Uno de los primeros criterios de selección es conocer el estado actual de producción del pozo. Se deben seleccionar los pozos que están activos actualmente y con buen potencial de flujo, que garanticen un flujo uniforme en el separador, para un muestreo de superficie y una presión suficiente de fondo que sea superior a la presión de apertura de la válvula de la herramienta de muestreo.

Una vez se ha identificado los pozos activos o los que manifiestan crudo en superficie, se procede a considerar o analizar las historias de los pozos y las condiciones actuales de los mismos. Es necesario analizar si la producción de los pozos es por flujo natural o posee algún tipo de levantamiento artificial.

4.2.3 Estado Mecánico de los Pozos

El estado mecánico es un factor importante en la selección, debido a que se debe conocer claramente las dimensiones y condiciones tales como la profundidad y los diámetros de la tubería así como la presencia de obstrucciones como herramientas o pescados que puede haber dentro del pozo. Esto con el objetivo de determinar si se puede bajar y subir las herramientas de muestreo sin complicaciones.

4.2.4 Tratamientos Realizados

Algunos campos presentan problemas de sólidos, como precipitación de parafinas, asfáltenos o problemas de arenamiento. Si el campo presenta problemas de sólidos, como parafinas o asfáltenos, puede haber reducciones significativas en los diámetros de las tuberías de los pozos y se puede correr el riesgo de atascar la herramienta de muestreo. Para evitar esto, se debe cerciorar que no hay precipitación crítica de parafinas en la tubería (ver **foto 1**) y se debe analizar los

tratamientos y limpiezas de parafinas o asfáltenos y de arenas que se le han realizado al pozo a lo largo de su historia y sus respectivas fechas. Si finalmente el pozo seleccionado tiene estos problemas, se debe realizar un trabajo previo de limpieza.

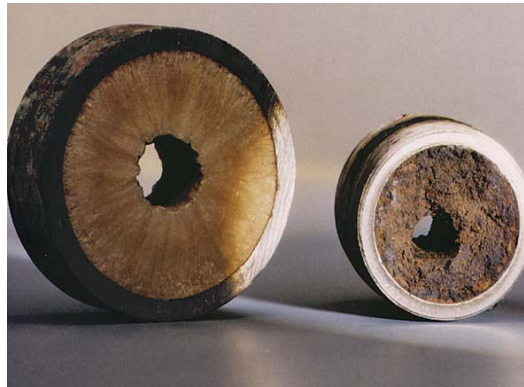


Foto 1: Disminución de diámetro por problemas de parafinas y asfáltenos
Fuente: www.ppsa-online.com/papers/2006-Aberdeen-1-Tordal.pdf

Básicamente lo que se busca al recolectar esta información es definir que pozos han sido objeto de inyección de aceite caliente u otros químicos para remediar problemas de parafinas, scales u asfáltenos y que posiblemente después de cierto tiempo puedan tener nueva formación de este tipo de orgánicos lo cual puede representar un problema para un futuro muestreo. En cuanto a recolectar historia de producción de arenas es con el fin de eliminar pozos que produzcan arena en cantidades significantes que puedan contaminar las muestras a recolectar o que en caso de realizar un muestreo de fondo presente problemas por un posible taponamiento de las perforaciones.

4.2.5 Accesibilidad a la zona

Es importante conocer si el pozo es accesible para llevar las herramientas y equipos para realizar el muestreo, debido a que por lo general existen pozos abandonados desde hace muchos años cuyas vías ya están deterioradas.

La **foto 2** muestra un pozo del campo colorado donde se observa claramente que es casi imposible acceder a la locacion del pozo, luego por obvias razones un pozo de este tipo debe ser descartado para muestrear, al menos que se tenga a disposición los medios para hacer llegar los equipos de muestreo



Foto 2: Problema de accesibilidad a la zona
Fuente: Informe ECOPETROL Campo Colorado 2003

4.2.6 Producción de Agua

Es un factor clave conocer si el pozo tiene un corte de agua bajo, el pozo seleccionado para tomar la muestra debe producir pocas cantidades de agua, esto para garantizar la representatividad de la muestra. Es importante conocer si los pozos tienen problemas de conificación en los intervalos cañoneados, de ser así se deben aislar la zonas que producen agua. (Ver **figura 9**). Conocer la historia de producción de agua en relación a la de aceite (WOR) es un criterio fundamental en la selección del pozo a muestrear.

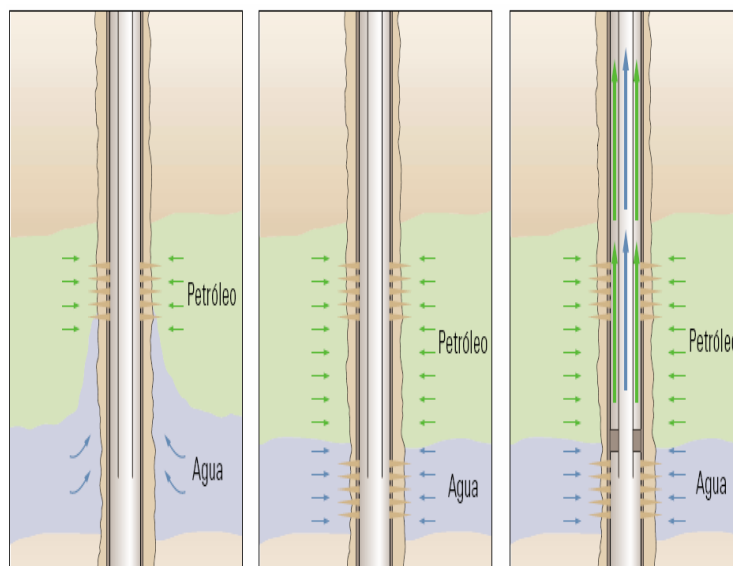


Figura 9: Problema de conificación de agua
 Fuente: www.slb.com, artículo *Control de Agua*

4.2.7 Datos de Presión de los pozos

Generalmente estos datos se encuentran especificados dentro de los files de cada pozo, a pesar de que la declinación de la presión en este tipo de campos puede ser bastante alta, lo que se busca con esta información es definir pozos en los cuales la presión que registren clasifique para un posible muestreo de fondo de acuerdo a las especificaciones de la herramienta a utilizar y con ello evitar que las muestras recolectadas no sean representativas.

4.2.8 Historia de Producción

Conocer la historia de producción de los pozos nos ayuda a conocer el potencial de cada uno de ellos, así como conocer la producción acumulada de gas, petróleo y agua y además las propiedades básicas del fluido como la gravedad API, corte

de agua, viscosidad, etc. A la hora de diseñar un plan de toma de muestras este criterio juega un papel importante, por ejemplo para un muestreo de superficie, se debe conocer la cantidad de gas que produce el pozo, para programar cuantos cilindros de gas se deben llevar a la locación. El pozo que se seleccione para muestrear debe producir pocas cantidades de agua según lo estipula la norma API RP 44, esto para asegurar que la toma sea de crudo. Conocer la historia de producción de crudo de los pozos, nos ayuda a determinar el potencial de flujo de cada uno de estos.

4.2.9 Unidad de Levantamiento

Este es un criterio importante, debido a que el pozo a muestrear en lo posible no debe tener ninguna unidad de levantamiento, esto debido al costo adicional que generaría retirar los equipos de subsuelo o la varilla en el caso de bombeo mecánico

Por ultimo se debe realizar una visita al campo con el fin de verificar de forma física por parte del equipo que desarrollara el proyecto las condiciones del campo sustentando de esta forma la selección de los pozos.

4.3 Procedimientos para la Selección y tamaño de la muestra Recomendada a estudiar en Campos Maduros aplicando técnicas de muestreo poblacional

Siguiendo las fases de investigación establecidas en el capítulo 3 para el diseño de investigación vemos que lo primero es definir que estudio se desea aplicar en el Campo Maduro. El principal objetivo de aplicar las técnicas de muestreo poblacional a un Campo Petrolero con el propósito de estudiar el comportamiento termodinámico de los fluidos de yacimiento es el de conocer como varían composicionalmente dichos fluidos a través del tiempo en diferentes puntos del yacimiento dentro de la extensión total que cubren los pozos del Campo, esto con

el fin de tener una mejor comprensión de la evolución de fluidos que pueden existir dentro del yacimiento y de esta manera aportar la información necesaria para acompañar estudios interdisciplinarios enfocados a la reactivación de este tipo de campos.

Para definir la población objetivo y la población investigada (en nuestro caso, pozos) dentro del estudio ha realizar, la característica mas sobresaliente para que un pozo pueda formar parte de la muestra es que se encuentre en el momento del estudio activo, es decir, en producción. De igual forma otro punto clave es la accesibilidad de los equipos de muestreo de fluidos a la locación donde se encuentran los pozos.

Luego de delimitar los pozos de la población objetivo para identificar la población investigada, se procede a recolectar toda la información existente de dichos pozos, apoyándose en historias de producción, tratamientos realizados, descripción geológica y estructural, mapas y demás información que permitan definir de la manera más precisa el marco de trabajo.

Una vez definido lo anteriormente expuesto se da paso a la 4^a Fase dentro del diseño de investigaciones, en donde se delimita la técnica de muestreo poblacional mas apropiada para aplicar en un Campo Petrolero.

4.3.1 Diseño de la técnica de muestreo a implementar en un Campo Maduro

Generalmente un yacimiento produce de varios estratos o arenas (ver **figura 10**) por lo cual lo mas conveniente es dividir el campo por bloques o áreas y posteriormente en cada bloque realizar una subdivisión aprovechando las arenas productoras que se encuentren dentro de cada bloque, de esta manera las unidades últimas que formaran la muestra serán pozos ubicados en una u otra arena productora dentro de cada bloque en el que se dividió inicialmente el

campo, esta ultima etapa de selección se debe realizar de forma aleatoria. Lo ideal seria que la muestra este conformada al menos por un pozo de cada arena productora dentro de cada uno de los bloques en que se dividió el campo.

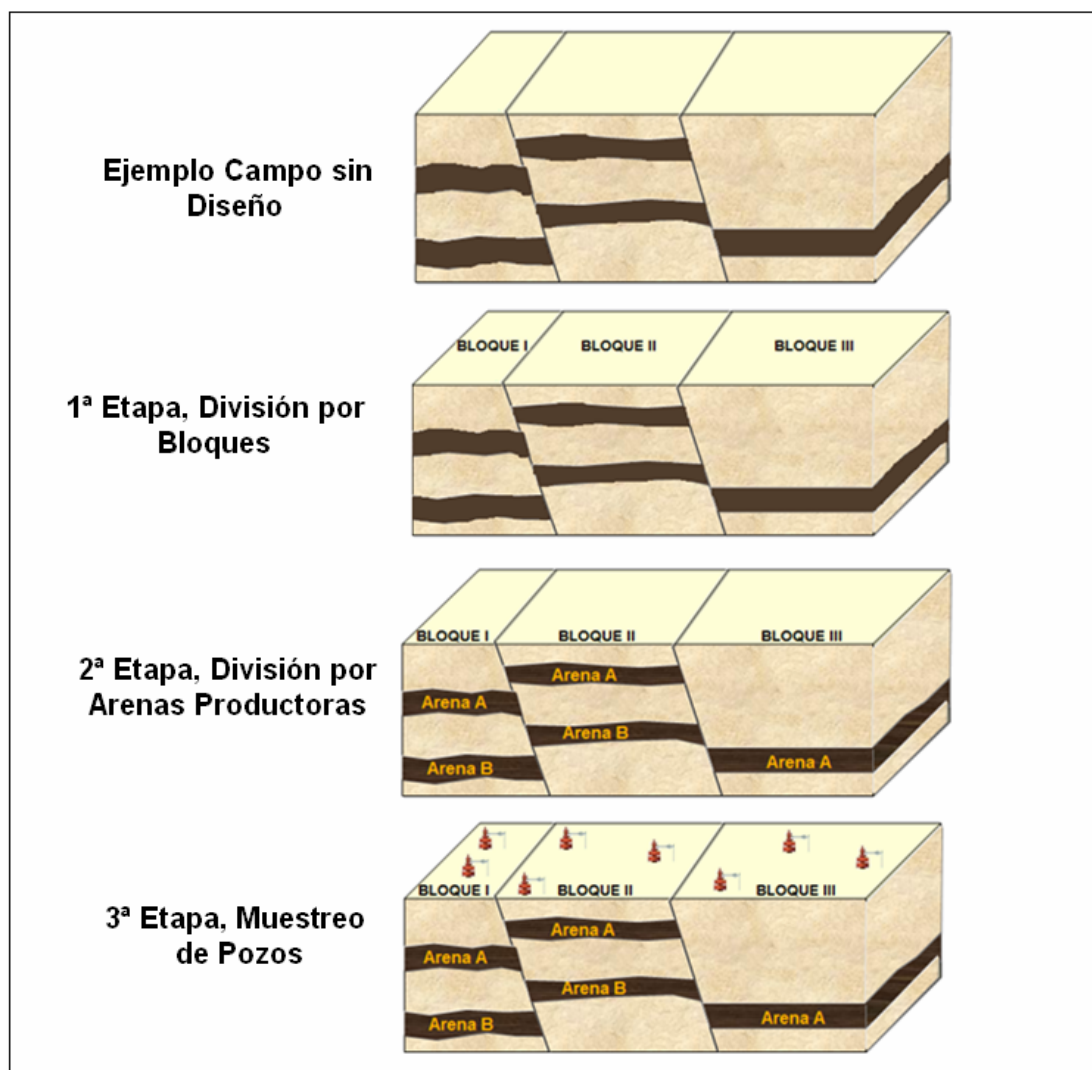


Figura 10: Diseño de Técnica de Muestreo poblacional propuesto para un Campo Maduro
Fuente: Autores del Proyecto

Existe la posibilidad que un mismo pozo tenga intervalos productores dentro de todas las arenas que conformen un mismo bloque, para poder limitar a que este pertenezca a una sola unidad tomamos como referencia el intervalo o arena

productora que tenga el mayor aporte de producción al pozo y de esta forma queda definida esa arena.

En lo que hemos investigado en la literatura no se ha encontrado una aplicación de un diseño de muestreo a pozos de petróleo, sin embargo planteamos que el diseño que mas se ajusta es el muestreo polietapico, lo que garantiza que la muestra sea representativa de la población debido a que los conglomerados o bloques en los que se divide el Campo tienden a ser lo mas heterogéneo posible dentro de ellos y lo mas homogéneo entre ellos. Las características que pueden formar parte de la información de cada uno de los pozos candidatos para conformar la muestra y teniendo en cuenta que se deben muestrear fluidos de los pozos (sea de fondo o superficie), pueden ser los registros tanto de presiones estáticas, GOR promedios y producción. Lo que nos garantiza que se pueda posteriormente realizar una generalización hacia la población restante.

4.4 Muestreo de Fluidos de Yacimiento

El muestreo de fluidos de yacimiento se fundamenta básicamente en la norma API RP 44. El objetivo principal de un programa de muestreo es obtener una muestra de fluido representativa para determinar el comportamiento PVT tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de operación en superficie. Una amplia variedad de métodos, herramientas y procedimientos existen para llevar a cabo un muestreo de fluido, sin embargo en el desarrollo de un programa de muestro, se deben de tener en cuenta los siguientes puntos básicos:

- Tipo de fluido y grado de depleción del yacimiento.
- Selección del pozo óptimo de acuerdo a criterios de selección previamente establecidos.
- Selección del mejor método de muestreo.
- Determinar la herramienta mas adecuada para el muestreo.

- Realizar un plan de análisis in-situ para las muestras.
- Limpieza y acondicionamiento del pozo.
- Recopilación de información del programa de muestreo (antes, durante y después).
- Muestreo del pozo.
- Transporte y/o transferencia de la muestra.
- Procedimientos de control de calidad a la muestra.

La selección de una técnica de muestreo esta influenciado por importantes consideraciones como:

- Volumen de muestra requerido en el laboratorio.
- Tipo de fluido a ser muestreado.
- Grado de depleción del yacimiento.
- Condición mecánica del pozo.
- Tipo de equipo de separación en la superficie.
- Uso de la muestra de fluido a tomar (estudios especiales)

Los dos métodos comúnmente usados son el **muestreo de fondo** y el **muestreo de superficie**. En el muestreo de fondo se baja una herramienta dentro del pozo y se busca capturar muestras a condiciones de yacimiento mientras que el muestreo de superficie trata de tomar muestras de gas y aceite en separador después que se ha logrado unas condiciones estables de flujo. Los fluidos de separador son recombinados a la tasa de producción de la Relación gas-aceite (GOR) con el propósito de prepara muestras representativas del yacimiento.

En las operaciones de muestreo de fondo¹³ una adecuada limpieza de las regiones cercanas a la cara del pozo y un drawdown controlado son críticos para obtener una muestra representativa y no contaminada. Controlar el drawdown

ayuda a evitar que se forme un flujo bifásico en el yacimiento. Otro punto clave es que este tipo de muestreo generalmente es usado cuando la presión de flujo en el punto de muestreo es mayor que la presión de saturación lo cual en muchos casos puede limitarlo a aplicarlo solo a yacimientos que no estén por debajo de su P_B o P_R ; salvo en casos especiales donde los estudios de laboratorio a realizar sobre las muestras buscan entender el comportamiento termodinámico de fluidos parafínicos y/o asfaltenicos de alto grado a medida que estos viajan desde el yacimiento hasta superficie. Esto con el fin de diseñar tratamientos más eficaces que permitan prevenir o controlar la depositación de estos orgánicos.

En la operación de muestreo de superficie¹³, un apropiado acondicionamiento del pozo es un paso crítico para adquirir muestras de alta calidad. Esto requiere fluir el pozo a una tasa óptima sin crear un flujo bifásico en el yacimiento hasta que se logre un comportamiento de GOR estabilizado. La limpieza en la cara del pozo no es un problema serio durante un muestreo de superficie puesto que grandes cantidades de fluido son producidos antes del muestreo. Este tipo de muestreo posee una ventaja importante sobre el de fondo y es que permite muestrear amplios volúmenes de fluido, que en el caso del de fondo es poco probable de realizar debido a los altos costos que alcanzaría el proyecto.

Para seleccionar el tipo de muestreo, la preparación del pozo y la realización de la operación de muestreo se seguir la norma API RP 44.

4.4.1 Recomendaciones para el Muestreo de Pozos

El obtener una muestra representativa del fluido de yacimiento no es una operación sencilla, se debe tener mucho cuidado a la hora de planear la operación para no tener imprevistos durante el muestreo. Por ello no esta de mas tener en cuenta ciertos aspectos que garanticen un muestreo exitoso y que las posteriores pruebas realizadas sobre el fluido sean de calidad y nos permita representar lo

mas cercano posible lo que ocurre con el fluido desde el yacimiento hasta su producción en superficie.

La locación del pozo seleccionado para el muestreo debe ser considerada cuidadosamente. La composición y las propiedades físicas del fluido de yacimiento pueden variar significativamente a lo largo del área de un yacimiento grande. Generalmente, comparaciones de las relaciones gas-aceite, de las gravedades del aceite de tanque y las temperaturas y presiones de fondo entre los pozos del yacimiento indicarán si existen variaciones significativas en las propiedades del fluido de yacimiento. Cuando las composiciones de las muestras de diferentes pozos en la misma formación muestran variaciones significativas, es aconsejable el muestreo de múltiples pozos. Los pozos seleccionados para el muestreo deberán reflejar los rangos de relación gas-aceite y de gravedad de aceite de tanque del campo.

La composición y las propiedades físicas del aceite en yacimientos de gran espesor pueden también variar significativamente con la profundidad en la formación¹⁴. El muestreo para determinar tales variaciones en las propiedades del fluido requiere técnicas especiales para aislar cuidadosamente la producción a intervalos seleccionados sobre la cara de la formación. El número de intervalos a ser muestreados dependerá del grado de detalle requerido en el estudio del yacimiento. En yacimientos profundos e inclinados, esto puede requerir el muestreo de varios pozos para cubrir el rango de profundidad deseado.

La condición del fluido de yacimiento en la vecindad del pozo de ser tomada en consideración. Esto se puede hacer estudiando la historia de la relación gas-aceite con cambios en la tasa de producción. Para aceites, las correlaciones de las propiedades del fluido de yacimiento pueden ser de utilidad en estimar si el fluido producido está saturado o subsaturado a la temperatura y presión de yacimiento¹⁵. Si un fluido subsaturado está claramente indicado, el muestreo se

simplifica grandemente. Si un fluido saturado es indicado o si éste parece que está produciendo gas en exceso, la tarea de condicionamiento del pozo viene a ser más complicada. Producir un pozo a tasas altas de flujo puede causar alteración de un volumen sustancial del fluido alrededor del pozo si la presión de fondo fluyendo es significativamente menor que la presión de saturación del fluido.

Las discusiones anteriores ilustran que, si el fluido original de yacimiento nunca ha sido sujeto a presiones por debajo de la presión de saturación en cualquier punto de yacimiento, el muestreo adecuado puede dar una muestra representativa del fluido original. Muy comúnmente, sin embargo, aún cuando la presión estática (shut-in) en el yacimiento haya estado siempre por encima de la presión de saturación, la presión a condiciones de fondo fluyendo puede ser sustancialmente inferior a la presión de saturación. En tales casos, si el pozo es condicionado apropiadamente se puede obtener una muestra del fluido original aceptable (aunque no perfecta). Si la presión estática de yacimiento está por encima de la presión de saturación, el condicionamiento apropiado conducirá a una condición de casi estado estable (estado pseudo estable) en la que la composición del fluido que entra al pozo está muy cercana a la del fluido original.

Complicaciones adicionales pueden ocurrir si la producción de fluido proviene de dos o más zonas (que contienen fluidos de diferentes composiciones). Estos fluidos, que se mezclan en el pozo pueden, sino son identificados apropiadamente, dar la apariencia de un fluido producido que exhibe propiedades diferentes de cualquiera de los fluidos de las zonas individuales. *Luego se debe tener cuidado, por ejemplo la gravedad API no es un indicador absoluto del tipo de fluido de yacimiento y es una función de las condiciones del separador.*

La preparación del pozo para muestreo también requiere consideraciones que incluyen un entendimiento del tipo de fluido que está siendo producido y del estado actual de la operación de producción. Por ejemplo, las dificultades que se

presentan para obtener muestras de un pozo que produce aceite altamente subsaturado y uno que produce fluido próximo al punto crítico cerca de su presión de saturación, son muy diferentes. También la historia de producción del pozo puede tener un significativo impacto en el condicionamiento (ej. muestras tomadas durante la preproducción: muestreo durante el proceso de perforación y completamiento), aquellas muestras tomadas al final del programa de prueba de pozo y aquellas tomadas después de que un pozo ha sido puesto en bombeo pueden involucrar considerables diferencias en el condicionamiento. Toda inyección de químico que afecte la calidad de la muestra deberá pararse antes del muestreo (ej. inyección de glicol, antiespumantes, etc.). Si esto no es posible, la inyección química se deberá minimizar, registrar los detalles y obtener una muestra del fluido de inyección.

Las características de producción de cada pozo deberán también ser consideradas. Características de producción deseables son: (1) sin producción de agua; (2) relaciones gas-aceite y gravedad de aceite de tanque similares en los pozos que lo rodean; (3) índices de productividad relativamente altos; (4) flujos estables sin cabeceo.

Un pozo que produce pequeñas cantidades de agua así sea en bajas cantidades puede ser un problema. Si es posible, un pozo se deberá eliminar como candidato si la porción de yacimiento que éste penetra incluye un contacto agua. Si en caso extremo un pozo que produce agua debe ser considerado, se deben tomar precauciones adecuadas. Dar la primera opción al pozo que tenga la columna de aceite más alta y que sus perforaciones a una distancia máxima por encima del contacto agua- aceite.

Generalmente, es mejor no muestrear un pozo de aceite cerca de un contacto gas-aceite. Si la capa de gas no se puede evitar, se deberá considerar un pozo que tenga la columna de aceite más alta y las perforaciones dentro de la zona de

aceite. En resumen, el muestreo de gas o aceite se deberá hacer tan lejos como sea posible de una zona de transición gas-aceite, gas-agua o aceite-agua.

La **tabla 3** nos proporciona una guía general sobre el método de muestreo a utilizar basado en el tipo de fluido y las condiciones en las cuales se encuentra el yacimiento. De igual forma brinda una guía sobre técnicas de muestreo especiales, como la WFT (Wireline Formation Tester) para muestreo de fondo y la técnica de muestreo isocinetico para superficie cuando se considera necesario.

Tipo de Fluido	Yacimiento/ Condición del Fluido	Método de Muestreo				Consideraciones especiales ha tener en cuenta
		Fondo		Superficie		
		Con ven.	WFT	Con ven.	Esp cial	
Crudo Pesado	No Consolidado/Saturado		X			Drawdown Contaminación Producción de Arena
	No Consolidado/Subsaturado	X		X		Drawdown Medición de Tasas de Flujo Producción de GOR Producción de Arena
Aceite Negro	Saturado			X		Drawdown Medición de Tasas de Flujo Producción de GOR
	Subsaturado	X				Drawdown Contaminación
Aceite Volátil	Saturado		X	X		
	Subsaturado		X			
Gas condensado	Saturado		X		X	Eficiencia de Separador
	Subsaturado		X	X	X	Eficiencia de Separador
Gas Condensado con componentes Ácidos	Saturado		X	X		
	Subsaturado		X	X		Pérdida de Componentes no hidrocarburos
Gas Seco/Gas Húmedo	Subsaturado				X	
Aceite altamente Parafínico o asfalternico	Saturado	X	X			Drawdown Medición de Tasas de Flujo Producción de GOR
	Subsaturado	X	X			Producción de Arena

Tabla 3: Guía de Selección de Método de Muestreo de Fluidos
Fuente: Modificada de N.R. Nagarajan, M.M. Honarpour and K. Sampath, Exxon Mobil Co. SPE 101517

4.4.2 Acondicionamiento del Pozo a Muestrear

La recomendación general para el acondicionamiento de un pozo productor de aceite con el fin de muestrear fluidos, se basa en alternar periodos de producción con periodos de cierre acompañados de una sucesiva reducción de la tasa de flujo entre periodos de producción y se continúa el proceso hasta que se logre un GOR estable en superficie. El tiempo requerido para la preparación del pozo depende tanto de la historia de producción como la productividad.

Es deseable, aunque no siempre se obtiene, que las bajas ratas de flujo causen un gradiente de presión tan pequeño en la cara del pozo que la saturación de gas alrededor del área será reducida, puesto que el build-up creado redisolvera el gas nuevamente en el aceite¹⁶, con lo cual se pretende que el fluido cercano a las perforaciones se encuentre en una sola fase en el momento del muestreo. Generalmente se manejan tiempos de cierre del pozo de entre 2 y 3 horas cuando hablamos de un yacimiento subsaturado, he incluso puede extenderse hasta una semana; cuando nos encontramos con un yacimiento saturado este procedimiento suele modificarse debido a que el acondicionamiento de este tipo de pozos sugieren unos requerimientos especiales por lo cual el tiempo de cierre deberá ser mucho mas extenso y en algunos casos podría llevar hasta varias semanas.

Las siguientes figuras nos ilustran cuando un pozo se encuentra acondicionado adecuadamente y cuando no, la **figura 11** nos sugiere que el muestreo durante un alto “*draw. down*” resultara en un flujo preferencial de gas hacia la cara del pozo debido a la región de *expansión de “draw. down”*, con lo cual la muestra obtenida no será representativa del fluido de yacimiento. **Las figuras 12 y 13** nos indican cuando el pozo presenta un acondicionamiento adecuado para proceder a un muestreo, ya sea de superficie o fondo fluyendo o de fondo estático.

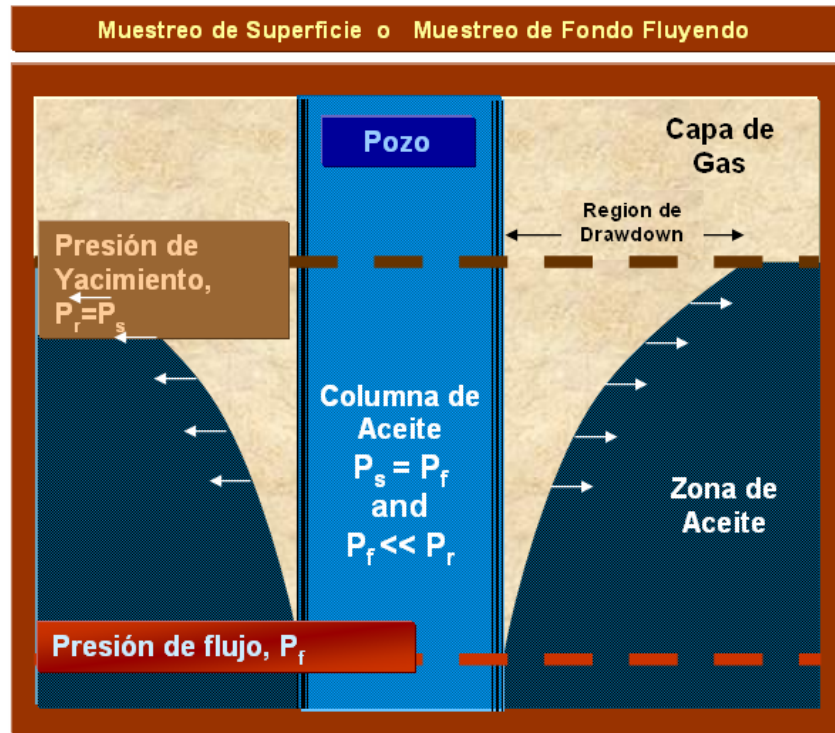


Figura 11: Acondicionamiento No adecuado para muestreo de superficie o de fondo fluyendo
Fuente: PVT Studies Well Conditioning & Sampling (Six Steps to Quality PVT Data) Pencor

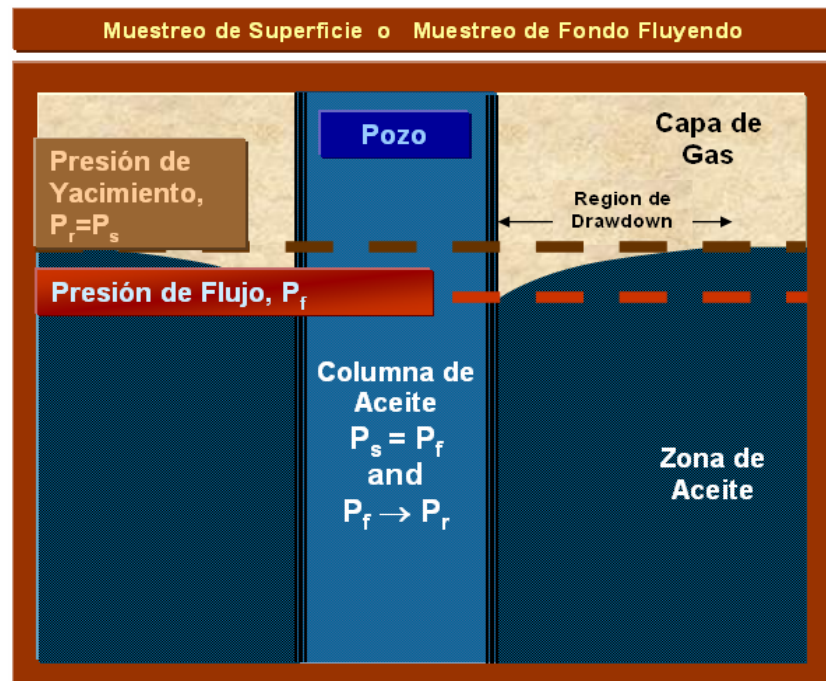


Figura 12: Acondicionamiento adecuado para muestreo de superficie o de fondo fluyendo
Fuente: PVT Studies Well Conditioning & Sampling (Six Steps to Quality PVT Data) Pencor



Figura 13: Acondicionamiento adecuado para muestreo de fondo Estático
Fuente: PVT Studies Well Conditioning & Sampling (Six Steps to Quality PVT Data) Pencor

➤ **Acondicionamiento para el muestreo de fondo**

Preparar el pozo para tomar una muestra de fluido requiere tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Tener buen conocimiento del fluido del yacimiento.
- Conocer el estado actual de las operaciones de producción.

El acondicionamiento para tomar muestra de fondo debe estar sujeto a las siguientes consideraciones:

- **Presión de flujo mayor que el punto de burbuja;** cuando esto sucede se sabe con seguridad que el fluido producido está bajo saturado. Se debe tratar de mantener una relación gas-aceite constante por lo menos durante 3 ó 4 horas, y posteriormente proceder al muestreo.
- **Presión de flujo inferior a la presión de saturación;** en esta situación se debe reducir el flujo hasta lograr un valor constante del GOR. Si no se logra la estabilización de la relación gas-aceite, el pozo se debe cerrar para alcanzar la presión estática de fondo. Si se procede de esta manera, se debe correr un gradiente de presión para localizar el nivel del agua y detectar convenientemente la profundidad de muestreo.

El tiempo requerido para alcanzar una relación gas-aceite estabilizada depende de la saturación de gas libre cuando empieza la preparación del pozo. Cuando a una baja tasa estabilizada de flujo la presión fluyendo es mayor que el punto de saturación estimado, la muestra puede ser recogida con el pozo en flujo.

➤ **Acondicionamiento del yacimiento para el muestreo de Superficie**

La selección del pozo al cual se va a muestrear se basa en las mismas condiciones especificadas para el muestreo de fondo. Una vez que el pozo haya sido escogido, se hace fluir por un espacio de tiempo suficiente para estabilizar el GOR de producción en superficie, por lo menos en tres intervalos de tiempo de 2-4 horas (o más tiempo si se requiere), con lecturas de la relación gas-aceite que no difieran en más del 10%.

En el momento de tomar la muestra se deben tomar los siguientes datos:

1. El factor de merma (shrinkage)

2. Temperatura y presiones del separador
3. Temperatura y presión en el tanque de almacenamiento
4. Gravedad específica del aceite fiscal y del gas del separador.
5. El valor de la relación gas-aceite estabilizada por lo menos en tres intervalos de tiempo.
6. La presión y temperatura de flujo.
7. La presión de cierre y temperatura estática.

Con estos datos es posible obtener un análisis del fluido entrando al separador para una apropiada recombinación.

La selección o el uso de algunas de estas técnicas no puede ser considerada como materia de rutina. Cada campo usualmente presenta problemas o circunstancias peculiares para esto. Por ejemplo, las operaciones de campo imponen algunas restricciones en la preparación y ejecución de un programa de muestreo, también el equipo usado en el pozo podría limitar el uso de las herramientas para la operación; además los pozos que presentan variaciones bruscas de flujo son problemáticos para tomar los datos de producción en el momento del muestreo; la estación o situaciones ambientales también tienen influencia en la operación. Así, el procedimiento de muestreo está sujeto a algunos detalles locales relacionados con la logística del campo.

4.4.3 Tipos de Herramientas de fondo utilizadas para muestreo de fluidos

El muestreo de fluidos en fondo consiste en bajar una herramienta, usualmente llamada “muestreador de fondo” hasta un punto pre-seleccionado en el pozo. Una porción del fluido de yacimiento en ese punto es atrapada por la sección de presión del muestreador, luego el muestreador es llevado nuevamente a superficie con la muestra en su interior. Luego la muestra de ser necesario es represurizada en superficie con el fin de llevarla a una condición de una sola fase, entonces

puede ser transferida a un recipiente de presión adecuado para transportarla al laboratorio. Sin embargo, en algunos casos la herramienta de muestreo (con el fluido en su interior) debe ser llevada directamente a laboratorio en donde se realizara la transferencia de fluido a los cilindros respectivos, recordando llevarlo a la condición de una sola fase. Una breve descripción de los tipos de muestreadotes se da a continuación:

➤ **Muestreador de Fondo Convencional**

Las herramientas convencionales para el muestreo de fondo tienen la capacidad de abrir y/o cerrar las válvulas a un tiempo específico con el fin de capturar una muestra del fluido existente a las condiciones de fondo en el punto pre-seleccionado para la operación (ver **figura 14**). Generalmente las válvulas se activan mediante un sistema de relojes mecánicos o electrónicos que van integrados en el interior de la herramienta y que permiten activar dichas válvulas a tiempos pre-establecidos por el operador en superficie.



Figura 14: Reloj para Muestreadores de fondo (PNL y PDS/OPS)
Fuente: http://www.leutert.com/texte/oilgas/downloads/db_clock.pdf

Las muestras de fluido de yacimiento se capturan utilizando una técnica especial en donde internamente en la herramienta de fondo esta integrada una cámara en condiciones de vacío, que se abre al activarse la válvula previamente establecida para un tiempo determinado a través del reloj. Una vez que la cámara se carga de fluido, esta se cierra cuando las fuerzas ejercidas por la presión de la muestra contenida en la herramienta excedan la fuerza opuesta que ejerce la presión de fondo en el punto de muestreo.

Los muestreadores convencionales (ver **figura 15**) requieren un fluido desplazante (generalmente mercurio) para realizar la transferencia de la muestra de fluido tomada, desde la herramienta de muestreo hasta los cilindros contenedores. Pero como se menciona anteriormente la herramienta puede ser llevada directamente al laboratorio para realizar la transferencia. Esto se realiza en aquellos casos en donde la muestra de fluido no puede ser llevada correctamente a una sola fase en campo, o cuando se necesita controlar de manera más precisa la temperatura y presión de transferencia de la muestra.

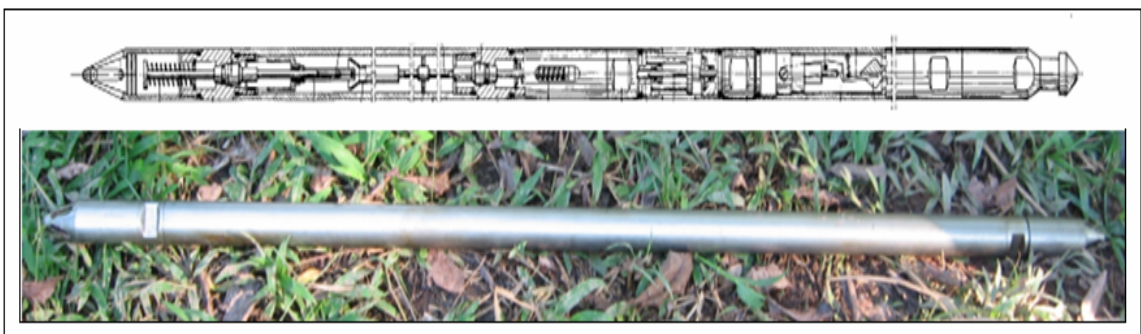


Figura 15: Muestreador de Fondo convencional

Fuente: Modificada de http://www.leutert.com/texte/oilgas/downloads/db_pnl.pdf y fotografía autores del proyecto.

➤ **Muestreadores tipo PDS (Positive Displacement Sampler)**

Nuevos tipos de muestreadores de fondo ha sido diseñados con el fin de eliminar la necesidad de utilizar el mercurio por razones de seguridad, en vez de esto emplean un pistón “flotante” en el fondo de la cámara de aire para separar la muestra de fluido de yacimiento del fluido hidráulico que se encuentra en la cámara anterior al pistón.

El arreglo cilindro-pistón tiene la ventaja que permite transferir la muestra en campo sin necesidad de utilizar mercurio u otro fluido desplazante que deba estar en contacto con la muestra y que facilita el control de la tasa de muestreo, lo que permite recolectar muestras de fluido en una sola fase (evitando que se formen dos fases dentro de la cámara debido a la reducción de presión en la cámara de muestreo). Sin embargo, debe reconocerse que cualquier herramienta de fondo tipo PDS tiene la desventaja que pueda ocurrir una invasión del fluido hidráulico a la cámara de muestreo donde se encuentra contenido el fluido de yacimiento debido a un daño en el sello con lo cual este no será completamente hermético en el pistón, lo cual hará que la muestra se contamine.

La versión mecánica del PDS es una herramienta operada por cable, activada mediante reloj mecánico. La herramienta comprende una cámara de muestreo, una cámara de aire y el dispositivo de encendido mecánico (otras opciones disponibles son un reloj eléctrico con pila y encendido desde superficie mediante línea eléctrica). La herramienta mecánica puede utilizarse individualmente o junto a otra. A continuación se enuncian algunas especificaciones de la herramienta. En la **tabla 4** se muestran la principales especificaciones de una herramienta PDS.

ESPECIFICACIONES PRINCIPALES	
Volumen de muestreo (Standard)	600 cm ³
Presión máxima	15.000 psi
Temperatura máxima	180°C
Longitud	145 pulgadas
O.D.	1 11/16 pulgadas
Peso	28 kg

Tabla 4: Especificaciones principales de una PDS
Fuente: Tomada de Manual PDS Leutert "Muestreo subsuperficial"

En la **figura 16** y **figura 17**. Se ilustra el esquema de una herramienta de fondo tipo PDS y el esquema de toma de muestras de fluido de yacimiento con esta herramienta.

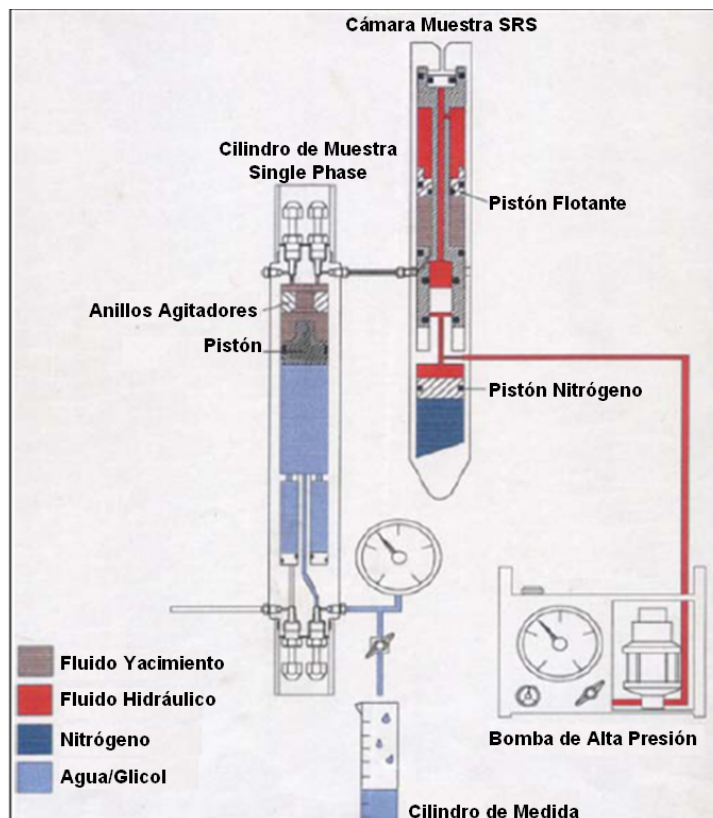


Figura 16: Cilindro PDS-SPS con su unidad de transferencia en Campo
Fuente: Manual del Equipo

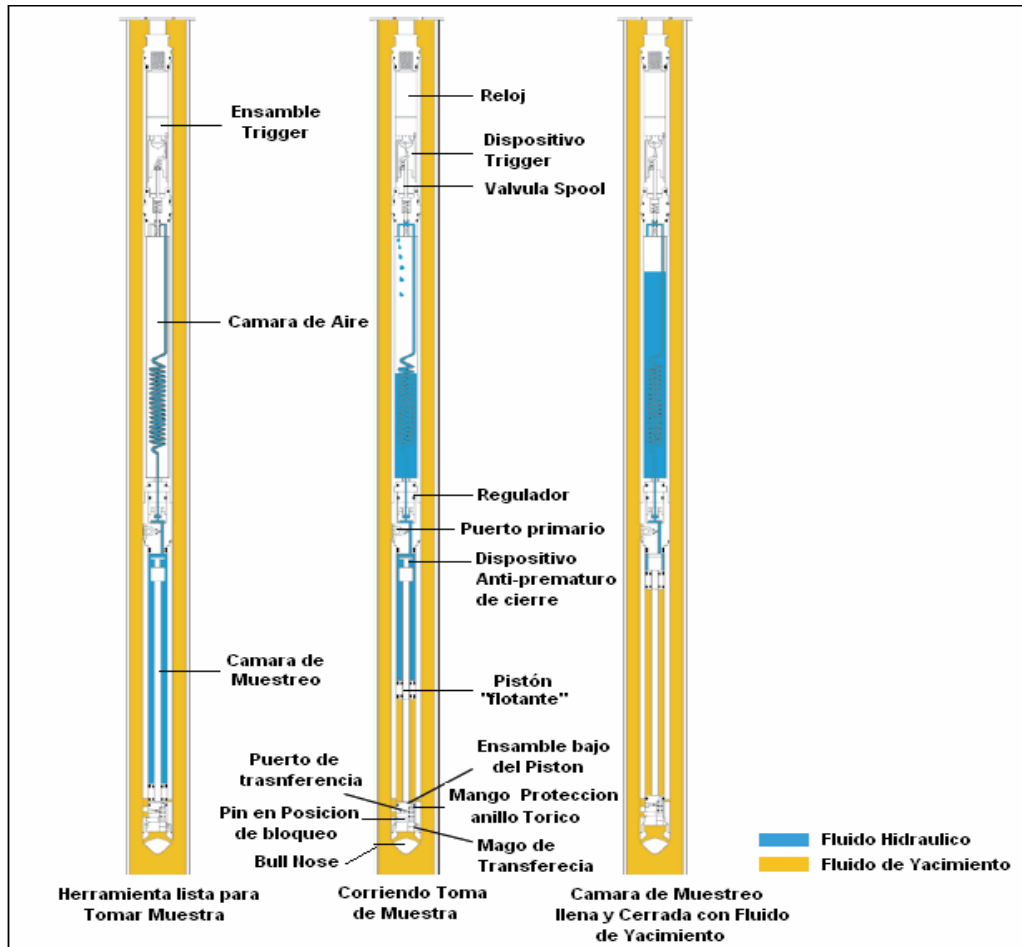


Figura 17: Esquema de Toma de Muestra con Herramienta PDS
 Fuente: Modificada de http://www.leutert.com/texte/oilgas/downloads/db_pds.pdf

En una operación de muestreo en Superficie, cuando el fluido es aceite, es necesario emplear cilindros tipo ruska o Leutert, dependiendo de la cantidad de esferas (balines) destinadas para efectuar el proceso de agitación al interior del cilindro. Caso contrario ocurre cuando el fluido es gas, allí se emplea cilindros tipo Luxer, con el fin de obtener la muestra de fluido deseada.

Es conveniente revisar el estado interno de los cilindros y sus partes, mediante una prueba hidrostática, todo con el fin de prevenir posibles fugas en las conexiones.

4.4.4 Técnicas de Muestreo de Fluidos

Las operaciones de muestreo generalmente incluyen recolectar muestras de superficie y/o de fondo, además de realizar la transferencia de las muestras a los cilindros especiales con el fin de llevarla al laboratorio para los análisis PVT. Históricamente se ha empleado el mercurio para la transferencia de las muestras hacia los cilindros, pero actualmente se están empleado herramientas libres de mercurio por consideraciones de seguridad, tanto ambientales como para el personal que este encargado de realizar el muestreo y posterior transferencia. A continuación se describirán las técnicas de muestreo de fluidos existentes y las etapas básicas a seguir con el fin de que se obtenga una muestra representativa del fluido de yacimiento.

➤ Muestreo de Fondo

Como se ha descrito anteriormente antes de llevar a cabo el muestreo de fondo se debe acondicionar el pozo. El cerrar un pozo para acondicionarlo generalmente se realiza desde superficie. Debido a la compresibilidad de los fluidos en el pozo, existirá algún flujo en el fondo del pozo después del cierre lo que permite aumentar un poco más la presión en el fondo del pozo. Esto por si solo no garantizara que la muestra de fluido en el fondo del pozo sea representativa, pero si el pozo se ha acondicionado apropiadamente el post-flujo actuara como un diminuto flujo de fluidos o una pequeña purga lo que permitirá obtener muestras de mejor calidad.

El procedimiento de muestreo de fondo debe tener en cuenta dos etapas preliminares que son la selección de (a) tipo de herramienta de fondo a utilizar y (b) el punto apropiado de muestreo dentro del pozo. Anteriormente

se describieron las herramientas que se utilizan para llevar acabo muestreos de fondo, el utilizar una u otro dependerá tanto de la experticia del equipo encargado de la operación como de las condiciones del pozo a ser muestreado.

➤ **Selección del Punto optimo para Muestreo de Fondo**

Generalmente la presión de yacimiento de un Campo Maduro se encuentra por debajo de la presión de saturación y por ende en el yacimiento existirá una región de dos fases, lo cual nos sugiere que el ubicar el punto de muestreo dentro del pozo debe llevarse de una manera muy cuidadosa con el propósito que se logre ubicar el muestreador alejado de los contactos gas/aceite y agua/aceite dentro del pozo. Lo más recomendable para realizar un muestreo de fondo en un Campo Maduro es que este se efectúe de forma estática, es decir, sin que el pozo este fluyendo, esto debido que realizarlo con el pozo fluyendo generara un flujo bifásico y debido a que el gas se desplaza con mayor velocidad que el aceite a través del yacimiento lo mas seguro es que la muestra de fluido que se recolecte se encuentre en dos fases con una composición muy distinta a la del fluido original, con lo cual la muestra no será representativa.

Para llevar acabo la selección final del punto de muestreo se debe llevar acabo un registro de Presión y de Temperatura, si se usa un equipo de wireline para bajar la herramienta de registro se debe tener un control muy detallado de la velocidad con la cual se baja la herramienta, con el fin de no generar alguna especie de ruido que perjudique la lectura del registro.

El registro de presión se debe correr justo antes de realizar el muestreo, aunque algunos muestreadores modernos permiten que la memory gauge este integrada a la herramienta de muestreo en el momento de bajarla.

Básicamente el registro consiste en parar la memory gauge a varias profundidades dentro del pozo, para que la herramienta pueda registrar la presión. Las paradas en cada profundidad deben tener la suficiente duración para asegurar que la lectura registrada sea clara. En el momento que la herramienta este ubicada justo al frente de las perforaciones, el instrumentó de medida de presión debe mantener esta posición por lo menos durante un periodo de 20 minutos, con el fin de que se estabilice y logre un equilibrio de presión-temperatura con el fluido y de esta manera la lectura de presión estática de fondo sea precisa.

El registro de temperatura generalmente se corre junto con el registro de presión, lo más importante es que el instrumento de medida de temperatura se encuentre calibrado y que el tiempo en cada punto de profundidad sea el adecuado para que la lectura de la temperatura sea clara. En la mayoría de los casos los termómetros están incorporados dentro del instrumento para el registro de presión o memory gauge (ver **figura 18**). Desde el momento que se empieza a bajar la memory gauge se debe comenzar a registrar en la cabina del wireline la velocidad con la cual el cable baja la herramienta y principalmente el punto de profundidad en el que se encuentra la herramienta minuto a minuto, tomando como referencia que en el tiempo 0 min la herramienta se encuentra a los 0 pies de profundidad, de igual forma se deben registrar profundidades-tiempo a medida que la herramienta se sube ha superficie. Estos datos servirán para correlacionar las lecturas de presión y temperatura con profundidad para posteriormente generar las graficas que nos permitan determinar el punto apropiado de muestreo.

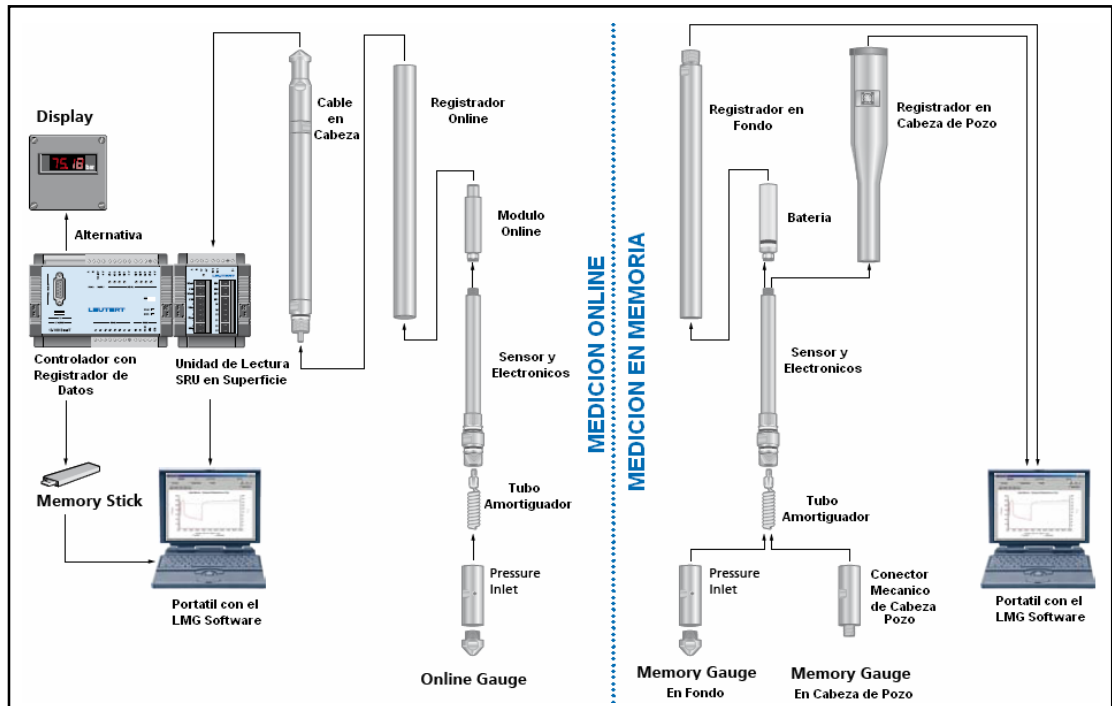


Figura 18: Esquema de Memory gauge Online y en Memoria
Fuente: Modificada de http://www.leutert.com/texte/oilgas/downloads/db_img.pdf

Para ubicar el punto apropiado de muestreo se deben graficar las lecturas de Presión Vs. Profundidad, la generación de estas graficas permiten determinar los puntos de los contactos gas/aceite y aceite/agua a la profundidad donde el gradiente de fluido cambia indicando un cambio de gas a aceite y de aceite a agua dentro del pozo. La **figura 19** representa un comportamiento típico de un registro de Presión Vs. Profundidad, en donde se logran detectar las profundidades a la cual se encuentran los contactos debido al cambio de pendiente que sufre la relación Presión-Profundidad.

La pendiente de la línea de Presión-Profundidad es directamente proporcional a la densidad del fluido dentro del pozo, por ello el cambio mas dramático de pendiente ocurre en la interfase donde los fluidos en contacto presentan una gran diferencia de densidades (ejemplo gas-aceite o gas-agua).

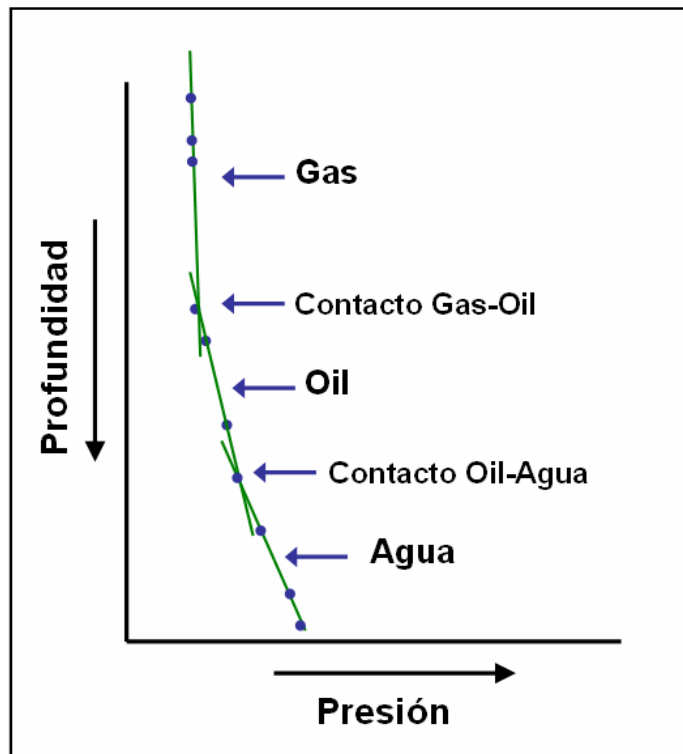


Figura 19: Presión de Pozo Vs Profundidad
 Fuente: "API Recommended Practice 44, 2003"

➤ **Procedimiento de Muestreo de Fondo**

Una vez que se ha corrido la memory gauge y se ha determinado el punto o los puntos en donde se desea ubicar la herramienta para el muestreo de fluidos, se procede a correr un Dummy run para verificar que no exista alguna obstrucción dentro de la tubería del pozo y con esto garantizar el paso de la herramienta para el muestreo.

Posteriormente se procede a bajar la herramienta de fondo hasta ubicarla en el intervalo de profundidad donde se desea tomar la muestra de fluido y se deja estática durante el tiempo estimado que determino el equipo que realiza la operación para que se de la apertura de la cámara (cuando se active el reloj y abra la cámara) y permita la entrada de fluido de yacimiento en ella. Luego

se realiza el ascenso de la herramienta a superficie y se prepara el equipo en caso de proceder a bajar la herramienta a otro intervalo de profundidad, generalmente se suelen tomar entre 2 y 3 muestras de fluido, dependiendo de los estudios que se requieran hacer y para asegurar tener suficiente muestra.

Para las muestras de aceite es necesario chequear la consistencia o representatividad de la muestra recolectada. Este procedimiento consiste en determinar un punto de presión de burbuja aproximado. Hay que tener en cuenta que esta prueba se hace a temperatura de superficie y se puede realizar cuando la muestra todavía se encuentra en la herramienta o cuando se ha transferido a los cilindros. Se dice que la muestra es representativa siempre y cuando la presión de saturación medida a temperatura ambiente entre dos o tres muestras tomadas del mismo pozo se encuentren entre un margen de error del 2% o de 50 Psi, este rango de presión de burbuja generalmente se acepta como prueba razonable de que las muestras tomadas son representativas del fluido de yacimiento respecto a la del punto del pozo en donde se llevo a cabo el muestreo.

➤ **Transferencia de la Muestra de Fondo para su transporte**

Si el muestreador por si mismo no es usado para transportar la muestra al laboratorio, la muestra debe ser transferida a un contenedor de transferencia para su transporte. La preocupación primordial en la transferencia de la muestra de fondo al contenedor de transporte es mantener la integridad de la muestra durante la operación de transferencia. En todas las etapas del proceso de transferencia, la presión debe ser mantenida sustancialmente más alta que la presión de saturación de la muestra (Comúnmente se utiliza Agua como fluido desplazante). La **figura 20** representa un diagrama esquemático de una unidad de transferencia

para muestreadores tipo pistón. En el laboratorio la muestra dentro del cilindro se debe mantener a presión y temperatura superior a las del yacimiento para los diferentes análisis que se requieran.

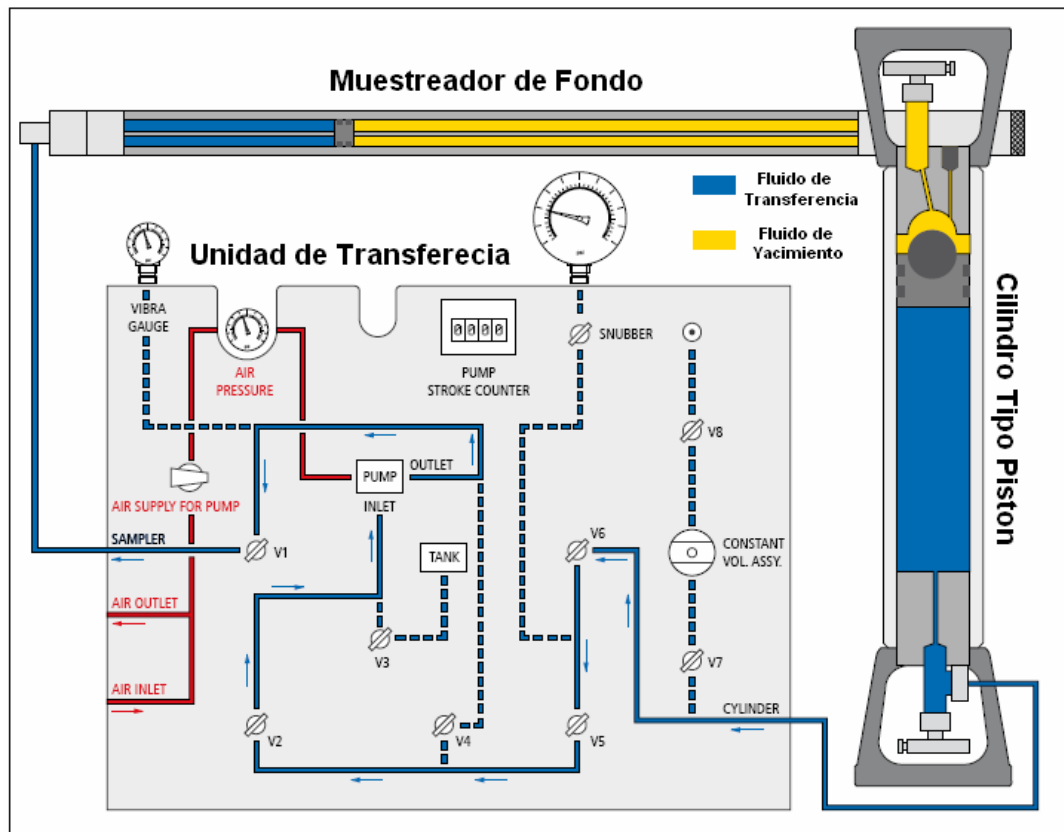


Figura 20: Esquema de Una Unidad de Transferencia

Fuente: Modificada de http://www.leutert.com/texte/oilgas/downloads/db_pds.pdf

➤ Muestreo de Superficie

Esta técnica de muestreo se puede practicar ya sea en el separador o en las líneas de superficie antes del choque (cuando se esté seguro que el fluido se conserva en estado monofásico). El método de muestreo en superficie consiste básicamente en tomar muestras de gas y aceite en el separador con unas medidas lo más aproximadas posibles de las tasas de flujo. El fluido del yacimiento se reconstruye en el laboratorio por

recombinación del gas y el aceite con las proporciones debidas en una celda de recombinación. (Ver **Foto 5**)

La **figura 21** nos ilustra un sistema típico de separador en superficie donde podemos ubicar que generalmente el gas es tomado del punto B y el aceite del punto C, estos dos fluidos son subsecuentemente recombinados en el laboratorio hasta obtener una prueba representativa como la de la línea A, la cual es la representativa del fluido de yacimiento.

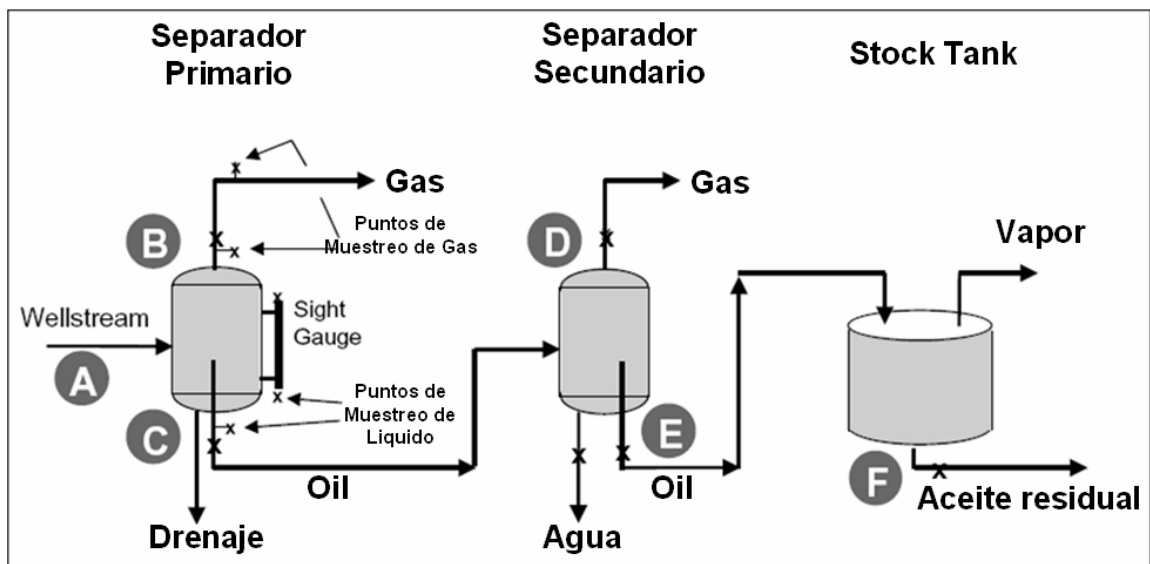


Figura 21: Sistema Típico de Separador en Superficie
Fuente: "API Recommended Practice 44, 2003"

Al tomar la muestra de gas del separador es necesario tener en cuenta la relación gas-aceite para saber cuantos cilindros con muestra de gas se deben tomar; esto se rige de acuerdo a:

G.O.R. menor de 1500 PCS/BF	2 cilindros
G.O.R. entre 1500 y 3000 PCS/BF	3 cilindros
G.O.R. mayor de 3000 PCS/BF	4 cilindros

Generalmente para el aceite se toman 3 muestras de 500c.c.-600c.c (**foto 3**), aunque con este método se tiene la posibilidad de obtener grandes volúmenes de muestra. Lo que es muy conveniente cuando se necesita gran cantidad de esta para los estudios de laboratorio. Antes de tomar la muestra se recomienda seguir los puntos citados en el numeral 4.3.2.2 para el acondicionamiento del yacimiento para muestreo de superficie. Errores en la medida de la relación gas-aceite influirán negativamente en la posterior recombinación de los fluidos. (Ver **figura 22**)

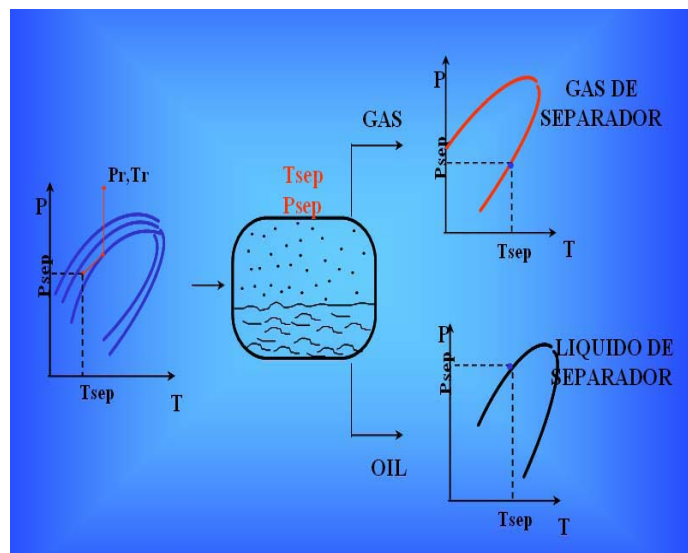


Figura 22: Muestra de Superficie
Fuente: LAB. de Análisis PVT-ICP



Foto3: Cilindros de transporte de Aceite (superior) y de Gas (inferior)
Fuente: LAB: de Análisis PVT-ICP

4.4.5 Ventajas y Desventajas de las diferentes Técnicas de Muestreo

El siguiente resumen de las relativas ventajas y desventajas tanto del muestreo de superficie como el de fondo se deben tener en consideración en el momento en que se seleccione la técnica de muestreo mas apropiada según las características del campo y del pozo donde se llevara a cabo la operación de muestreo de fluidos.

Entre las ventajas del muestreo de superficie tenemos:

- Facilidad de recolectar grandes volúmenes de muestra
- Facilidad de obtener las muestras
- El costo de recolección es menor
- No hay interrupción de la producción durante el periodo de prueba.

Entre los principales problemas asociados al muestreo de fluido en superficie tenemos:

- La caída de presión debe ser mínima durante el muestreo para evitar condensación en el yacimiento o liberación de gas, pero la tasa de producción debe ser suficientemente alta para llevar todo el flujo del pozo hasta superficie.
- Existe alto riesgo de contaminación en el muestreo en los separadores, también hay riesgo de contaminación asociada a los químicos agregados para prevenir la formación de hidratos y de espumas.
- Algunas veces no se tiene o es muy difícil lograr la estabilidad de flujo.

- Si el separador no está bien diseñado o si el líquido presenta una considerable formación de espumas, se podrá obtener líquido en la muestra de gas del separador o gas en la muestra del líquido.

Entre las ventajas de un muestreo de fondo tenemos:

- Obtiene o recolecta la muestra requerida directamente.
- Puede mantener la presión total sobre la muestra (con una herramienta especial).
- Evita el uso de separadores de superficie.
- Requiere que menos información del muestreo sea transmitida a las pruebas de laboratorio.
- Elimina errores potenciales en recombinación, que es requerida en muestreo de superficie.

Entre las desventajas asociadas a un muestreo de fondo tenemos:

- Fugas en la cámara de muestreo, los componentes livianos son propensos a liberarse y debido a esto hay cambio en la composición del fluido.
- contaminación con aditivos del lodo.
- absorción de gases ácidos y componentes pesados.
- Errores de transferencia del fluido de la cámara al recipiente de transporte.
- Recipientes de transferencia contaminados.

4.5 Pruebas de laboratorio de Análisis PVT

Las pruebas de laboratorio PVT están diseñadas para estudiar y cuantificar el comportamiento de fases y las propiedades del fluido de yacimiento a las condiciones simuladas de recuperación. En estas pruebas se supone que el crudo está exento de agua, esta suposición se ha optado porque el efecto del agua intersticial en el comportamiento de fases es insignificante.² La mayoría de estas pruebas son experimentos de depleción, donde la presión del fluido en una sola fase de la prueba es disminuida por pasos sucesivos, incrementando el volumen del fluido; esta reducción de presión resulta en la formación de una segunda fase dentro de la celda experimental. Las pruebas PVT que se deben realizar dependen del tipo de crudo a analizar, en este caso trataremos las pruebas que se realizan a crudo Black Oil, que consisten básicamente en la liberación flash o de expansión a composición constante, la liberación diferencial así como la prueba del separador y la viscosidad del crudo.

4.5.1 Control de Calidad Muestras en el Laboratorio PVT

Al llegar las muestras al laboratorio se debe verificar que estas lleguen en las mismas condiciones que se realizó el muestreo. Los pasos principales para chequear la calidad cuando se recibe una muestra en el laboratorio son:

- Verificar la P y T de recibo de los cilindros y registrar esta información
- Realizar cromatografía al gas, para verificar que la muestra no esté contaminada
- Verificar la calidad de la muestra de líquido
- Determinar la gravedad API y el GOR

➤ **Determinación del GOR**

Una de las pruebas preliminares que se realiza es la determinación del GOR que actualmente se hace en el GOR apparatus (**ver foto 4**). La función de este equipo es realizar una separación flash del gas, mediante un proceso de expansión a condiciones estándar (14,7 psi y 60 °F).



Foto 4: GOR apparatus
Fuente: Laboratorio de análisis PVT-ICP

El procedimiento consiste en conectar el recipiente que contiene la muestra a P y T de interés en el puerto de entrada del GOR apparatus, en donde a T controlada se hace recircular el gas a través del cilindro, agitando para obtener una fase gaseosa en equilibrio termodinámico. El Gas es cuantificado en el gasómetro interno del equipo. La muestra se hace circular gas a través del líquido con el fin de hacer un contacto más dinámico. Una vez separado el gas del líquido, se llevan las muestras de gas y de líquido a un cromatógrafo para sus estudios cromatograficos.¹²

4.5.2 Recombinación Muestra de Superficie

Cuando se toma una muestra de superficie por lo general se hace en un separador, tomando gas y aceite por aparte en sus respectivos recipientes. Cuando llegan las muestras al laboratorio por separado, se hace necesario recombinarlas para obtener el fluido en una sola fase representativo del yacimiento, para posteriormente ser sometido a las diferentes pruebas experimentales PVT.

El proceso de recombinación se lleva a cabo en una celda de recombinación como la que se muestra en la **foto 5**, en esta celda se realiza una agitación y mezclado de los fluidos, con el fin de obtener un fluido homogéneo y en equilibrio termodinámico llevando al fluido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.



Foto 5: Celda de Recombinación
Fuente: Laboratorio de análisis PVT-ICP

Los datos que se necesitan conocer para determinar la proporción correcta de gas y de líquido para recombinación a fin de obtener el GOR deseado, es decir el GOR de campo, son los siguientes:

- Peso Molecular
- Gravedad específica del gas
- Factor de Compresibilidad, Z
- ρ de gas y aceite
- Gravedad API° del aceite

Una vez se tiene recombinada la muestra, se toma un pequeño volumen de esta muestra y se le realiza una liberación instantánea con el objetivo de medir separadamente el GOR de laboratorio que de haber sido recombinada en las proporciones correctas, debe ser similar al GOR de campo. También se mide la composición del gas y del líquido que quedan de la liberación instantánea para determinar la composición del fluido del yacimiento.

4.5.3 Transferencia de la Muestra al Equipo de Prueba

Luego de tener la muestra en el laboratorio en los cilindros transportadores, o de haberla recombinado en el caso de tener muestras de superficie, se procede a transferirla a los equipos donde realizarán las pruebas. La transferencia de fluidos es efectuado isobaricamente con el fin de mantener la homogenización en el fluido transferido, evitando también que ocurran cambios en el volumen y la composición de la muestra durante el proceso.

El proceso consiste en inyectar un volumen medido de un líquido inerte por el cilindro que contiene la muestra, retirando al tiempo el mismo líquido inerte que llena inicialmente el recipiente donde se está transfiriendo la muestra.

Los criterios de selección del líquido inerte son básicamente:

- Deben tener baja volatilidad bajo condiciones ambiente y bajo condiciones de operación de las pruebas.
- No deben reaccionar con el fluido que desplazan.
- Sus propiedades fisicoquímicas deben ser bien conocidas.¹³

Por lo general el fluido inerte de desplazamiento mas utilizado es el mercurio, ya que su comportamiento ante la presión y la temperatura es exactamente conocido y calculable. Aunque últimamente estos han venido siendo reemplazados por aceite hidráulico, pues estos tienen la ventaja de no generar contaminación ambiental, reduciendo los efectos tóxicos y los riesgos al manipularlos, y además presentan un costo mas bajo que el mercurio.

Cuando se transfiere a una celda PVT se requiere el uso de bombas volumétricas de doble acción, algunas veces solo se requiere utilizar de una sola bomba para esta operación, si el líquido inerte deja la celda a través de una válvula operada situada en el fondo de la celda. Esta válvula controla el flujo y el volumen del líquido inerte que se retira.

La muestra que se transfiere a la celda debe estar en una sola fase. Por lo tanto, el gas liberado o condensado en el cilindro de transporte tiene que ser disuelto o evaporado de nuevo.

4.5.4 Prueba de Expansión a Composición Constante

Luego de que el fluido es transferido isobaricamente y en una sola fase a una celda PVT como la que se muestra en la **foto 6**, se procede a realizar la prueba de expansión a composición constante, también conocida como CCE por sus siglas en ingles (Constant Composition Expansion). En esta prueba se puede determinar

la presión de saturación del fluido, dicha presión es el punto donde se empieza a formar dos fases dentro de la celda, y se define como el punto donde se libera la primera burbuja de gas del fluido.

El fluido en la celda es llevado a la temperatura del yacimiento y a una presión mayor a la del yacimiento, el diagrama esquemático del proceso se muestra en la **figura 23**. Cuando el fluido esta a Temperatura de yacimiento a la presión inicial del proceso, se mide el volumen que ocupa el fluido dentro de la celda.



Foto 6: Celda de Comportamiento de Fases PV
Fuente: Laboratorio de análisis PVT-ICP

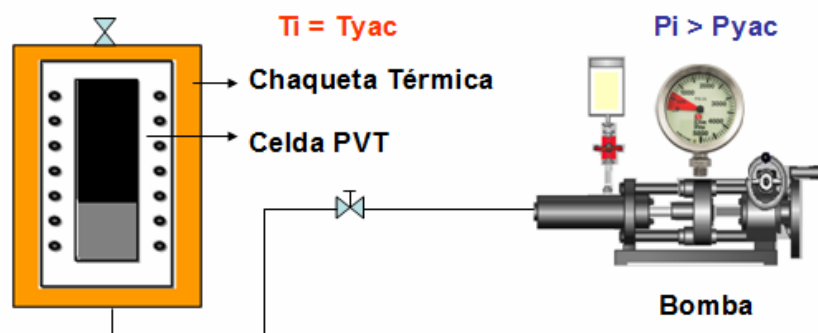


Figura 23: Diagrama Esquemático Prueba CCE
Fuente: Autores del Proyecto

Una vez se ha llevado el fluido a las condiciones iniciales y se ha medido el volumen que ocupa, se debe planear los niveles de presión a los cuales se llevara al sistema para proceder a correr la prueba.

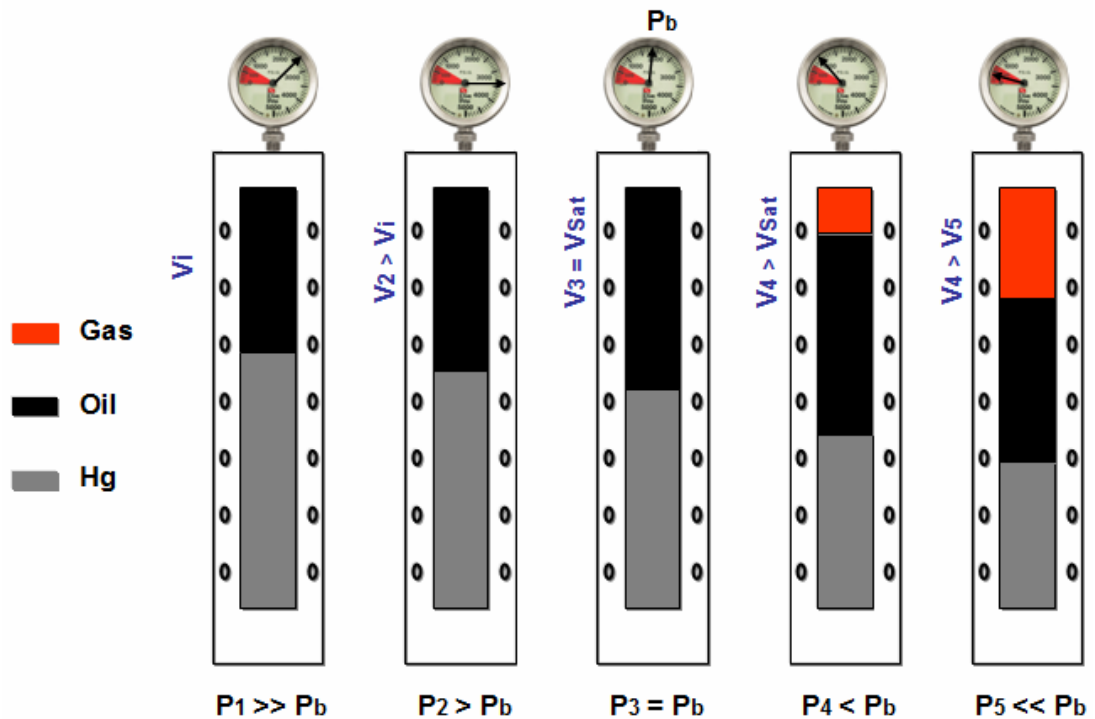


Figura 24: Representación Prueba Expansión a Composición Constante:
Fuente: Modificada de Tarek Ahmed "Reservoir Engineering Handbook"

Una vez planeadas las presiones a las cuales se va a llevar el sistema, se procede a disminuir la presión de la celda como se muestra en la **figura 24**, en cada nivel de presión se debe agitar el sistema para asegurarse que las fases están en equilibrio. Para cada nivel de presión se debe registrar las lecturas de la bomba. Durante este proceso se debe observar a través de la celda, con el fin de estar atentos a la formación de las primeras burbujas de gas.

Luego de haber registrado las lecturas de la bomba, se grafican estos valores versus las presiones a las que se realizó la prueba, como se observa en la **figura 25**.

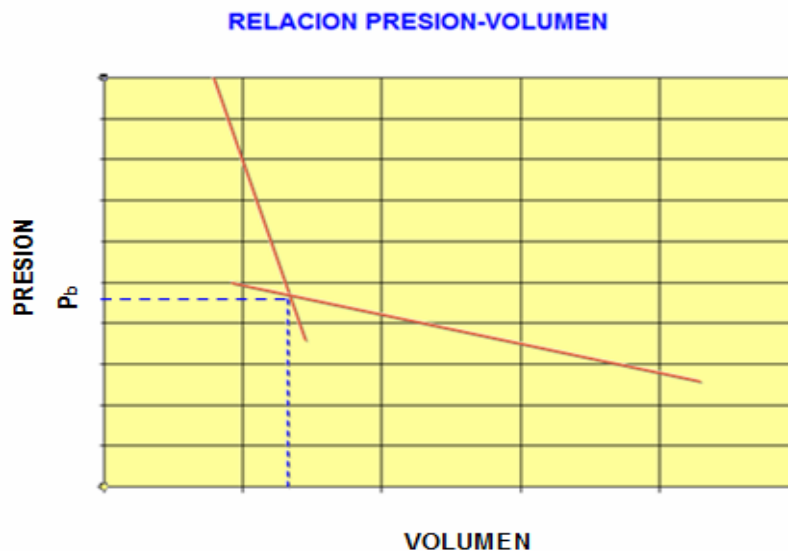


Figura 25: Determinación del P_b con los datos de la prueba CCE
Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

La determinación del punto de burbuja en el análisis de un fluido Black Oil es relativamente más sencillo, debido a que la pendiente en la **figura 25**, cambia bruscamente, el punto donde este cambio ocurre se encuentra el punto de burbuja. Muy distinto ocurre en el caso de fluidos composicionales cercanos al punto crítico, donde no se observa con claridad el cambio abrupto de pendiente.

Mediante esta prueba se pueden medir las siguientes propiedades:

- Presión de Saturación
- Volúmenes Relativos
- Densidad de fluido
- Factor de Compresibilidad

4.5.5 Prueba de Liberación Diferencial

Esta prueba se realiza a fluidos de yacimiento tipo Black Oil y crudos pesados. Con esta prueba se busca simular el agotamiento del yacimiento por defectos de la producción desde la presión de saturación a la presión atmosférica. Cuando la saturación de gas alcanza la saturación crítica, el gas liberado comienza a fluir, dejando atrás el aceite donde estaba contenido originalmente. Esto se atribuye al hecho de que los gases tienen en general movi­lidades más altas que el aceite. Consecuentemente, este comportamiento se simula en la prueba diferencial.

La prueba consiste en transferir las muestras a una celda PVT visual, y llevarla a la presión de burbuja y a temperatura de yacimiento. Se procede a crear una capa de gas en la celda disminuyendo la presión por debajo del punto de burbuja esquemáticamente como se muestra en la **figura 26**.

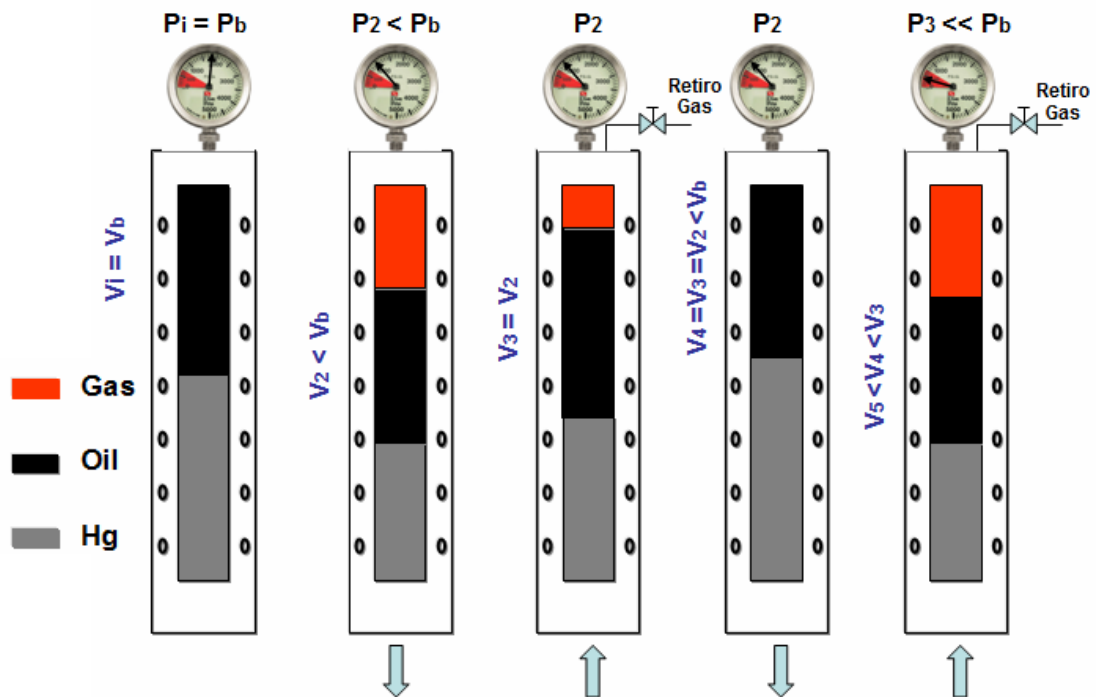


Figura 26: Representación Prueba Liberación Diferencial
Fuente: Modificada de Tarek Ahmed "Reservoir Engineering Handbook"

La presión es reducida por pasos o etapas, usualmente entre 10 a 15 niveles de presión, y todo el gas liberado es removido, produciéndolo a presión constante hacia un pyc hasta que el nivel del líquido llegue al tope de la celda, evitando que este se produzca.

Se debe notar que el aceite residual que queda en la celda, sufre continuamente cambios en su composición, convirtiéndose progresivamente más rico en los componentes mas pesados.¹⁸ Este procedimiento continua hasta que se llegue a la presión atmosférica, donde se mide finalmente el volumen de aceite residual y se convierte a condiciones atmosféricas ($T=60^{\circ}\text{F}$), V_{sc} . Habiendo medido el volumen de aceite residual, se calculan los factores volumétricos de formación B_{od} de los distintos niveles de presión, dividiendo el volumen medido en cada nivel entre el volumen de aceite residual V_{sc} .

Esta prueba permite determinar la variación de los siguientes parámetros a temperatura de yacimiento:

- Factor Volumétrico de Formación de aceite, gas y total diferencial (B_{od} , B_{gd} y B_{td}).
- Solubilidad del Gas (R_s).
- Densidad del aceite a temperatura de yacimiento y a presiones por arriba y por debajo de la presión del punto de burbuja.
- Gravedad específica del gas liberado en cada una de las etapas (G.E.) y la gravedad acumulativa del gas liberado.
- Factor de compresibilidad (Z) del gas liberado en cada una de las etapas.
- Gravedad API del aceite residual.
- Composición del gas liberado en cada una de las etapas.

4.5.6 Prueba del Separador

Una vez realizadas las pruebas de liberación flash y la diferencial, se procede a realizar la prueba del separador. Mediante esta prueba se busca simular el proceso de producción de crudo desde las condiciones del yacimiento hasta las condiciones del separador de superficie.

La prueba consiste en provocar unas liberaciones instantáneas, haciendo pasar la muestra por un separador flash como el que se muestra en la **foto 7**, que consta de dos etapas de separación (ver **figura 27**), la primera corresponde a la presión del separador y la segunda a presión atmosférica, la cual simula el stock tank.



Foto 7: Separador Flash
Fuente: Laboratorio de análisis PVT-ICP

Antes de iniciar esta prueba, se debe determinar la temperatura y las diferentes presiones de trabajo en el separador del trabajo, las cuales son definidas utilizando la información proporcionada por el campo. La temperatura del yacimiento es fijada por medio del sistema de calentamiento. Luego de tener el fluido en la celda a condiciones de yacimiento y de tener el separador a la presión y temperatura planeadas, se transfiere el fluido de la celda al separador,

manteniendo la presión de yacimiento con la ayuda de la bomba; al entrar el fluido al separador se libera gas, debido a que ocurre un cambio instantáneo de presión. Se retira el gas liberado en cada etapa del separador y se le realiza un análisis cromatografico para determinar su composición y su gravedad específica y se mide el volumen de aceite que queda en el “stock tank” a presión atmosférica. Este mismo proceso se realiza para las otras presiones de trabajo del separador. La **figura 27** muestra una representación esquemática de la prueba del separador.

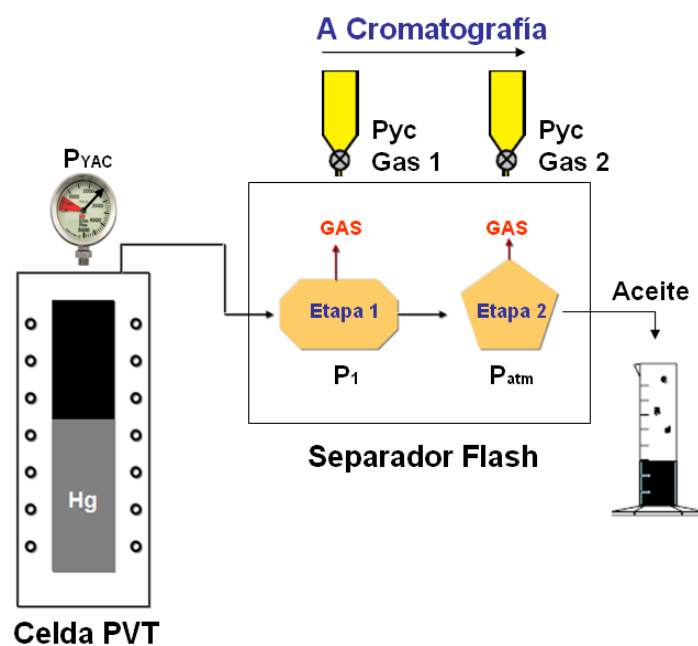


Figura 27: Representación Prueba del Separador
Fuente: Autores del Proyecto

Mediante esta prueba se pueden medir principalmente las siguientes propiedades:

- El factor volumétrico de formación (FVF, B_o)
- La Razón Gas-Aceite (R_s , GOR)
- La Gravedad API en el Stock Tank
- Las Composiciones del Gas y el Aceite separados

El principal objetivo de esta prueba consiste en determinar las condiciones óptimas del separador en superficie, por lo tanto esta prueba son parte fundamental en el diseño o reacondicionamiento de las facilidades de superficie.

Haciendo una grafica como la mostrada en la **figura 28**, se determina las condiciones óptimas del separador.

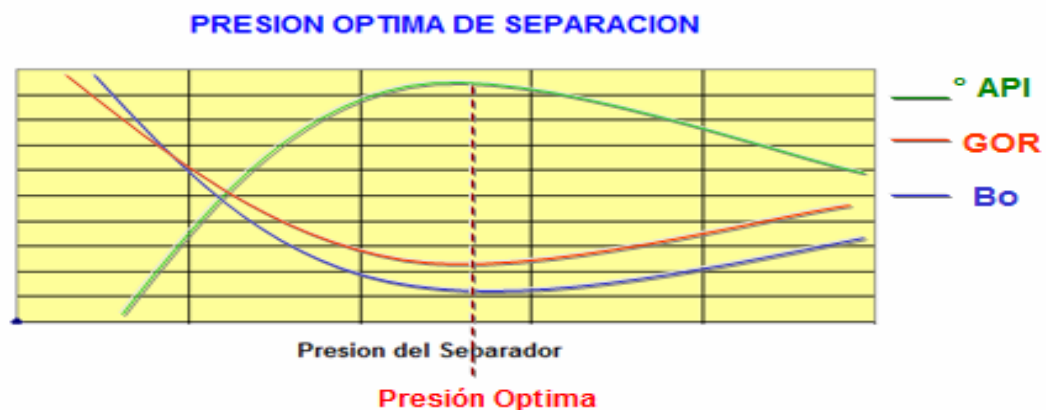


Figura 28: Determinación Presión Óptima de Separación
Fuente: Modificada de Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

La presión óptima de separación, corresponde a la que se obtiene una gravedad API máxima, una relación Gas-Aceite (GOR) y un Factor Volumétrico de Formación (FVF o Bo) mínimos.

Estas tres pruebas PVT realizadas a crudos Black Oil, pretenden simular la transición de fases que le ocurre al fluido desde el yacimiento hasta las condiciones de separación. (Ver **figura 29**)

Se observa que la zona A, es la zona inalterada, donde la presión del yacimiento aún esta por encima de la presión de burbuja, en la zona B, la presión cae por debajo de la presión de burbuja, pero el gas liberado no supera la saturación

crítica y por lo tanto no puede fluir, este proceso es simulado en la prueba liberación a composición constante.

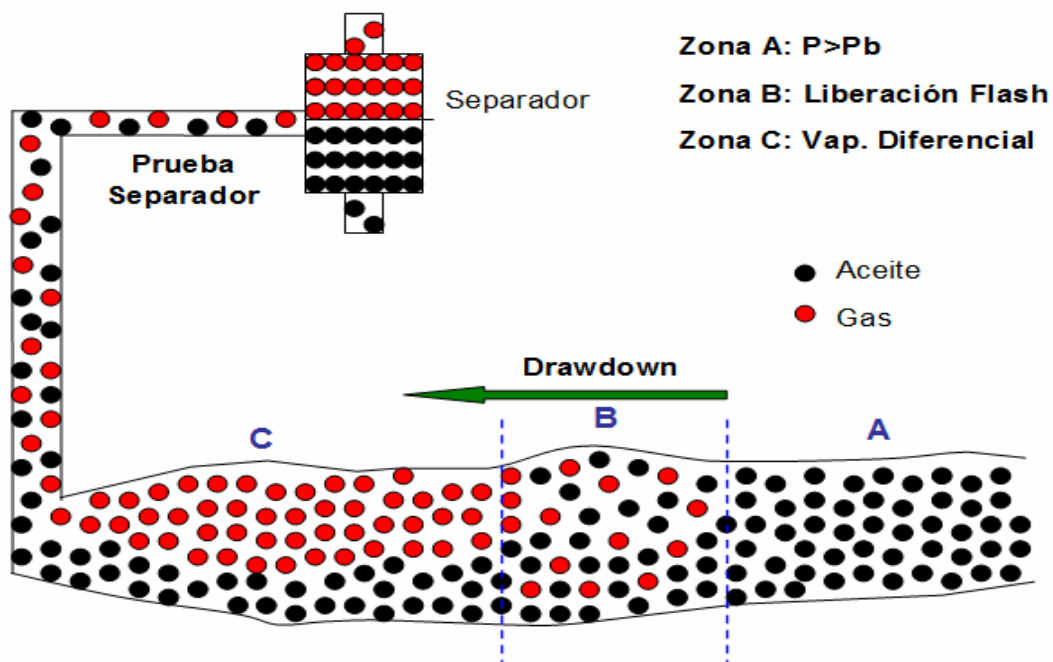


Figura 29: Transición de Fases en el Yacimiento
Fuente: Modificada de "Reservoir Fluid Properties" Dr Muhammad Al-Marhoun

La prueba diferencial simula el proceso que ocurre en la Zona C, donde sigue el drawdown y se sigue liberando gas, hasta que alcanza la saturación crítica de gas y este empieza a fluir hacia el pozo. Una vez llega el fluido a superficie, se procede a separar el gas y el líquido utilizando un separador, la prueba de separador nos determina las condiciones óptimas de separación.⁷

4.5.7 Análisis Composicional de Fluidos

El análisis composicional de un fluido se realiza mediante la utilización de un equipo de cromatografía como el mostrado en la **foto 8**.



Foto 8: Cromatógrafo de Gases
Fuente: Laboratorio de análisis PVT-ICP

Para determinar la composición de un líquido generalmente se utiliza un equipo de cromatografía para C30+, y para determinar la del gas uno de C13+.

El proceso consiste en inyectar y procesar un volumen de muestra de fluido, que luego de vaporizado es transportado por un gas inerte hacia una columna empacada o de tubulares abiertas, donde ocurre una separación física a escala de grupos moleculares y posteriormente el gas “carrier” los guía hacia el detector, ya sea de Ionización de llama (FID) o de conductividad térmica (TCD), donde es registrada la señal por el computador (ver **figura 30**).

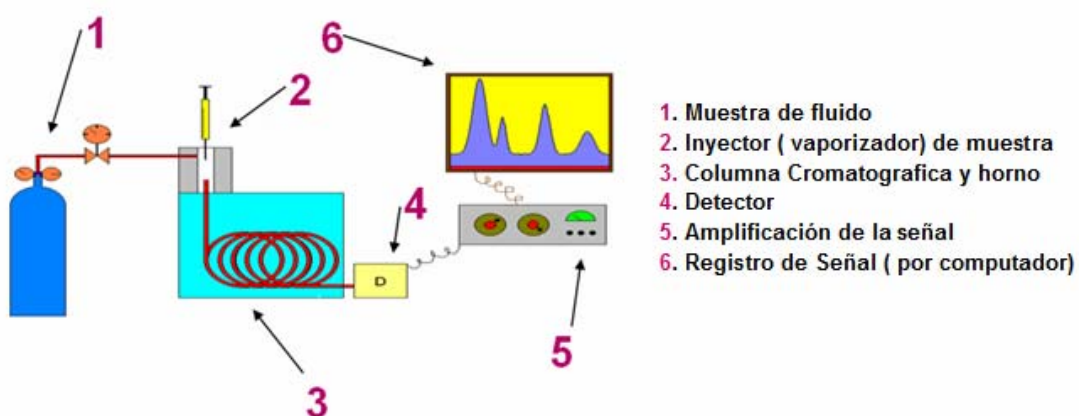


Figura 30: Esquema Funcionamiento del Cromatógrafo de Gas
Fuente: Autores del Proyecto

El proceso de cromatografía tiene una duración aproximada para Gas (C13+) de 50 minutos. Para líquido (C30+) existen dos métodos, uno correspondiente a 70 minutos para crudos livianos y otro de 82 minutos para crudos pesados.⁸

4.5.8 Viscosidad del Crudo

El objetivo de esta prueba consiste básicamente en determinar la variación de la viscosidad del fluido, a temperatura de yacimiento, con respecto a los cambios de presión que se pueden presentar cuando se produce el fluido, que van desde la presión inicial de yacimiento hasta la presión atmosférica. Existen básicamente dos métodos para hallar la viscosidad del aceite, utilizando un viscosímetro de esferas (ver **foto 9**) o un viscosímetro capilar (ver **foto 10**).

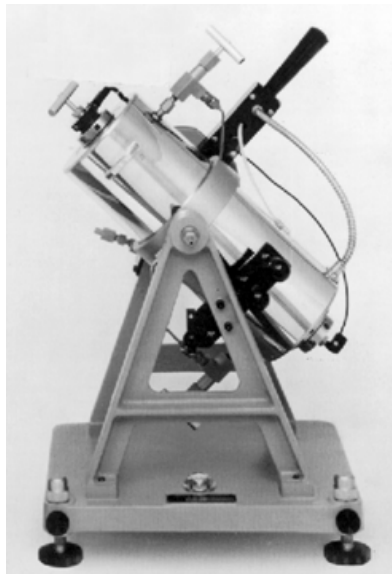


Foto 9: Viscosímetro de Esferas Ruska
Fuente: Laboratorio de análisis PVT-ICP



Foto 10: Viscosímetro de Capilar DBR-Jefri
Fuente: Laboratorio de análisis PVT-ICP

El viscosímetro de esferas se basa en la ley de Stokes, la cual dice que la fuerza motriz que hace caer un cuerpo se basa en la diferencia de densidades entre el sólido y el líquido a fin de interpretar la velocidad de caída del cuerpo en función de la viscosidad.

La forma más utilizada y confiable de determinar la viscosidad actualmente, es mediante la utilización de un viscosímetro capilar, debido a su practicidad y precisión. El procedimiento para el cálculo de la viscosidad del aceite con un Viscosímetro capilar se basa en el principio de la caída de presión que genera el movimiento de un fluido en flujo laminar a través de un capilar de dimensiones conocidas y que esta correlacionado con la tasa de flujo desplazado (**ver figura 31**).¹²

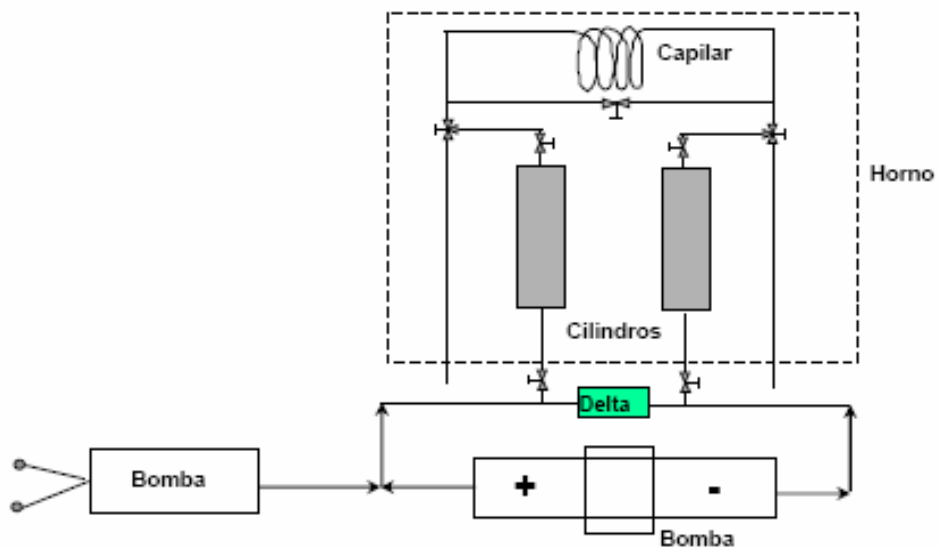


Figura 31: Diagrama Esquemático. Determinación de la Viscosidad Capilar
Fuente: Laboratorio de Análisis PVT –ICP

Cuando la muestra se encuentra en equilibrio y en una sola fase a condiciones de yacimiento, se desplaza la muestra de un cilindro al otro pasando por el coil, por medio de una bomba de flujo controlado.

Una vez se corre la muestra por el viscosímetro capilar, se registra la caída de presión, y se calcula la viscosidad del aceite a partir de las constantes del capilar y de la tasa de flujo, utilizando la siguiente ecuación:

$$\mu[Cp] = \frac{D^2 * \Delta P}{32 * L * V}$$

Donde:

D = Diámetro del coil

L = Longitud del coil

ΔP = Delta de presión

V = Velocidad de flujo

4.5.9 Análisis de Calidad de las pruebas PVT

Luego de haber corrido las pruebas, es muy importante asegurarnos de la calidad de la misma. Existen básicamente 3 formas entre las más conocidas para validar los datos obtenidos en el laboratorio:

- Prueba de Densidad
- Función Y
- Prueba de Balance de Materiales

➤ Prueba de Densidad

Esta prueba de validación se realiza luego de tener los resultados de las pruebas de liberación diferencial y la del separador. Se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas del separador. Se considera valida si el porcentaje de error no excede un 5 %.

$\rho_o = (\text{Masa de petróleo de tanque} + \text{Masa de gas del separador} + \text{Masa de gas del tanque}) / \text{Unidad de volumen de petróleo a Pb y T.}$

$$\text{Masa de petróleo} = \gamma_o * \rho_w \left(\frac{lb}{STB} \right) * \frac{1}{B_{ofb}} \left(\frac{STB}{bl} \right) = \frac{\gamma_o * \rho_w}{B_{obf}}, lb / STB$$

$$\begin{aligned} \text{Masa de gas del Separador} &= R_{s_{sep}} \left(\frac{SCF}{STB} \right) * \frac{1}{B_{ofb}} \left(\frac{STB}{SCF} \right) * \gamma_{g_{sep}} * \rho_o \left(\frac{lb}{SCF} \right) \\ &= 0,0763277 * \left(\frac{(\gamma_g * R_s)_{sep}}{B_{ofb}} \right), lb / STB \end{aligned}$$

$$\text{Masa de gas del tanque} = 0,0763277 * \left(\frac{(\gamma_g * Rs)_{\text{tan}}}{B_{\text{ofb}}} \right), \text{lb} / \text{STB}$$

$$\gamma_o = \left(\frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \right)$$

Entonces:

$$\rho_{\text{ofb}} = \frac{\gamma_o * \rho_w}{B_{\text{ofb}}} + \frac{0,0763277}{B_{\text{ofb}}} * ((\gamma_g * Rs)_{\text{sep}} + (\gamma_g * Rs)_{\text{tan}}), \text{lb} / \text{STB}$$

Para varias etapas de Separación:

$$\rho_{\text{ofb}} = \frac{\gamma_o * \rho_w}{B_{\text{ofb}}} + \frac{0,0763277}{B_{\text{ofb}}} * ((\gamma_g * Rs)_{\text{sep1}} + (\gamma_g * Rs)_{\text{sep2}} + (\gamma_g * Rs)_{\text{sep3}} + (\gamma_g * Rs)_{\text{tan}})$$

Donde:

ρ_{odb} = Densidad del petroleo saturado a Pb y T de la prueba de lib. Dif, gr/cc.

ρ_{odb} = Densidad recombinada a partir de las pruebas de separadores, gr/cc.

γ_o = Gravedad especifica del crudo de tanque (agua=1)

γ_g = Gravedad especifica del gas separado (aire=1)

ρ_w = Densidad del agua. Lb/STB

Rs = Relación gas petroleo en solución, scf/STB

B_{ofb} = Factor volumétrico del crudo en la prueba del sep, res. Bl @Pb/STB
(bl/STB)

➤ Función Y

La función Y viene dada por:

$$Y = \frac{(Pb - P)}{P * \left(\frac{V}{Vb} - 1 \right)}$$

Donde:

Pb = Presión de burbuja, psia

P = Presión inferior a P_b , psia

V = Volumen a presión inferior a P_b , cc

V_b = Volumen a P_b , cc

Siendo V/V_b = Volumen relativo, adimensional

Los sistemas compuestos básicamente por hidrocarburos muestran una relación lineal de Y contra la presión. Si el crudo presenta alto contenido de componentes no hidrocarburos, la función Y se aleja del comportamiento lineal. El comportamiento de la función Y cerca del punto de burbujeo permite conocer si la presión de burbuja en el laboratorio ha sido sobre o subestimada en relación a la presión de burbuja real del yacimiento. Si la presión de burbuja medida es superior a la real, los puntos de la función Y cerca de la presión de burbuja se alejan por encima de la recta. En cambio, si la presión de burbuja medida es inferior a la real, los puntos cerca de P_b se alejan por debajo de la línea recta. La función Y sirve para hacer un suaveo y para corregir los valores de los volúmenes relativos.

➤ **Prueba de Balance de Materiales**

Esta prueba consiste en chequear si el R_s hallado experimentalmente en la prueba de liberación diferencial es igual al R_s calculado haciendo un balance de materiales. Para que la prueba tenga validez, estos dos valores no deben diferir en más de un 5%.

Para hacer el balance de materiales se toma como base un litro de crudo residual a condiciones normales (60 °F y 14.7 psi).

A 14.7 y 60 °F:

Masa de petróleo = $m_o = (\gamma_o * \rho_w) gr / cc * 1000cc$

Masa de gas en solución = $m_{g1} = 0$

Volumen de gas en solución = $V_{g1} = 0$

Relación gas petróleo en solución = $R_{s1} = 0$

A 14.7 psia y T (temperatura de la prueba):

Masa de petróleo = $m_{o2} = m_{o1}$ (no varia)

La masa y volumen de gas en solución y la relación gas petróleo en solución siguen siendo cero.

A Pi y T:

Masa de petróleo = $m_{oi} = \rho_{odl} * B_{odl} * 1.000$, gr

Subíndices: d = diferencial

i = nivel de presión i

Incremento de la masa de gas en solución entre las presiones Pi y Pi-1:

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-1}$$

Volumen de gas en solución correspondiente a mgi:

$$V_{gi} = \frac{379,4}{28,96 * 454,7} * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdl-1}}, cf = 0,02881 * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdl-1}}, cf$$

Relación gas petróleo en solución a Pi:

$$R_{s_{dl}} = R_{s_{dl-1}} + 159 * V_{gi}, cf / STB$$

4.3 Diagrama Paso a Paso

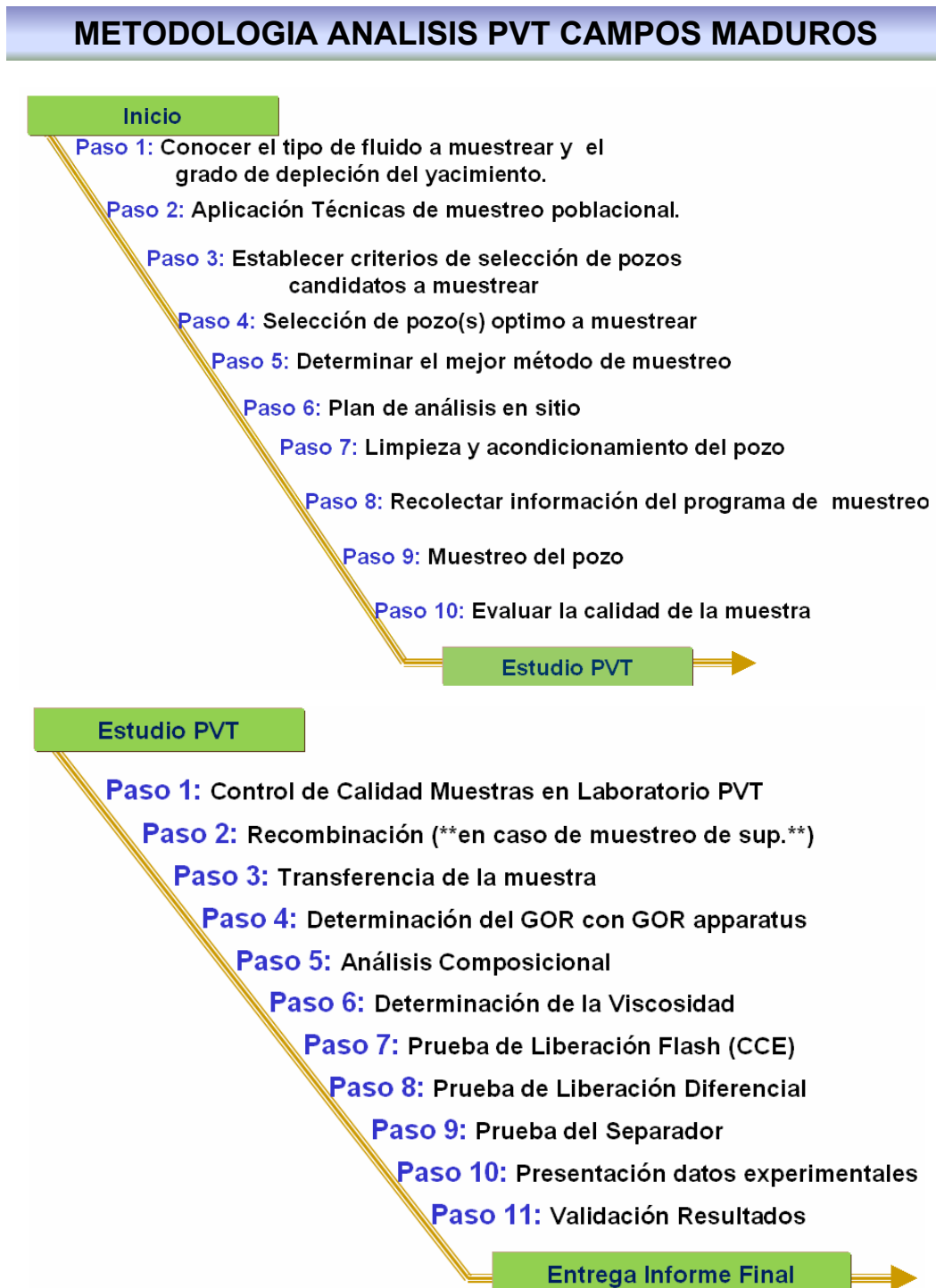


Figura 32: Metodología para Análisis PVT en Campos Maduros.
Fuente: Autores del Proyecto

5. APLICACIÓN CAMPO COLORADO

5.1 Generalidades del Campo

Actualmente el Campo Colorado es una unidad académico administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. El principal objetivo de este convenio es que la universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica, y que la industria petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción del país.

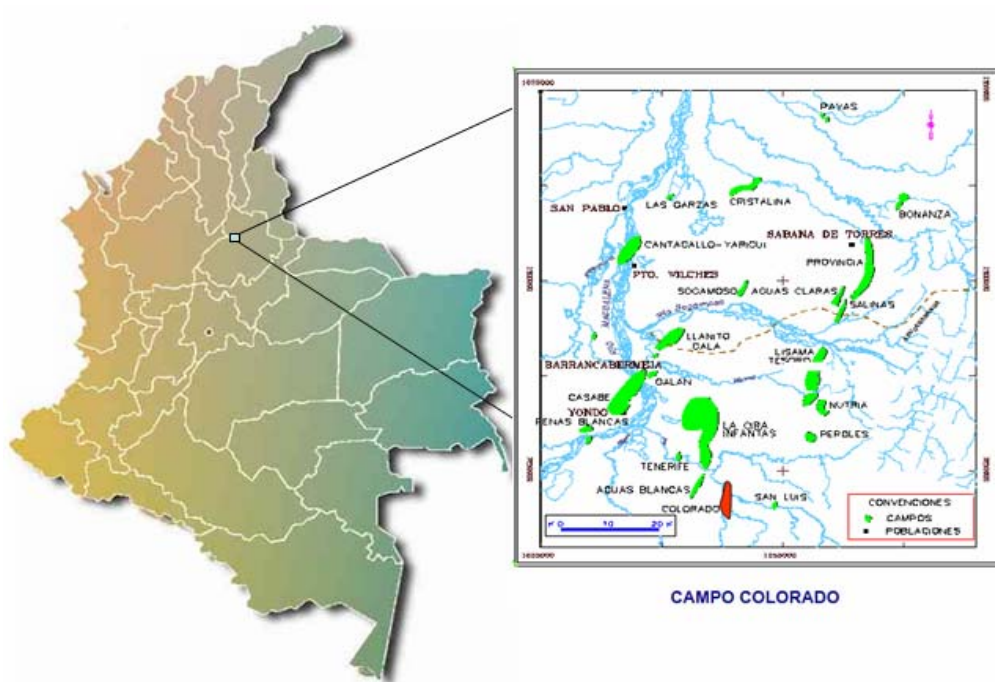


Figura 33: Ubicación Campo Colorado

Fuente: Modificado de Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro

El campo colorado esta situado en la parte central de la concesión de mares, en el departamento de Santander (Colombia) en jurisdicción del municipio se San Vicente de Chucuri.

El Campo Colorado se desarrollo completamente entre los años de 1953 y 1964 en donde se perforaron la mayoría de los pozos, alrededor de unos 60, con lo cual se aumento a 75 el total de pozos perforados en la estructura

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API. El mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución. El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 59 MMbIs y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBIs con un factor de recobro actual del 15%. (Ver **tabla 5**)

Fase Aceite	OOIP (MBb) - ECOPETROL 2003 (VOLUMÉTRICO)	120
	OOIP (MBb) - ECOPETROL 2005 (CORREGIDO)	59
	PROD. ACUMULADA (MBb)	8,59
	RESERVAS REMANENTES (MBb) - CURVAS DE DECLINACIÓN	9,31

Tabla 5: OOIP y Reservas Campo Colorado
Fuente: Presentación Geología y Yacimientos 2007

Se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B @1900 pies MD y 2208 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1765 BOPD @ noviembre de 1961 hasta llegar a un valor de 430 BOPD @ junio de 1966. A diciembre de 2003 se han extraído 8.57 MBO con un corte de agua mínimo.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de espesor) hace que la producción acumulada de los pozos este muy por debajo de los 300.000 Bls.

Actualmente se estima una producción (a partir de los pozos Col 38 y Col 70) promedio de 23 BOPD. Los El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo. (Ver **figura 34**).

De los 75 pozos perforados, 33 están abandonados, 34 están inactivos y 7 son activos. Actualmente solo dos pozos registran producción (Col 38 y Col 70). Los 5 restantes se encuentran en cierre temporal y en espera de nuevas decisiones de operación.

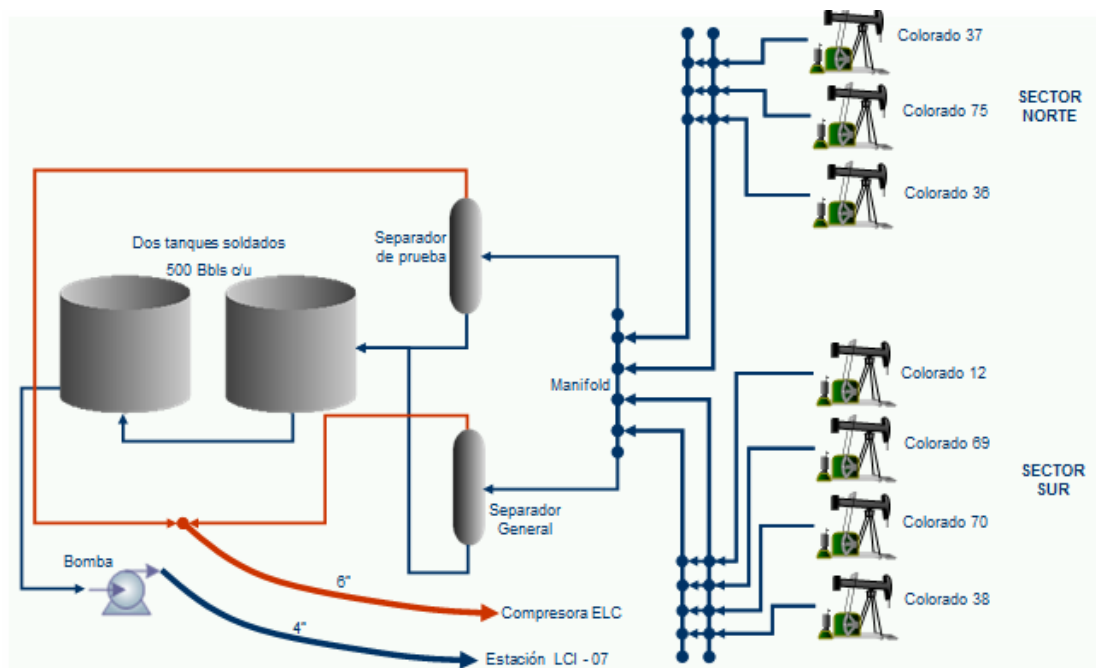


Figura 34: Capacidad de Transporte de Crudo Campo Colorado
Fuente: Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007

Por las características Parafinicas del crudo del campo COLORADO, uno de los mayores problemas operativos desde los inicios de su vida productiva ha sido la precipitación de Parafina en los sistemas de producción, lo cual se presenta básicamente por la reducción de temperatura y presión, de los fluidos en los

procesos de extracción y recolección. Este problema se ha manejado inyectando aceite caliente en las líneas de Superficie y baches de químicos por el anular del pozo recirculados a través del equipo de subsuelo.

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico (ver **figura 35**). La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélites SW-NE.

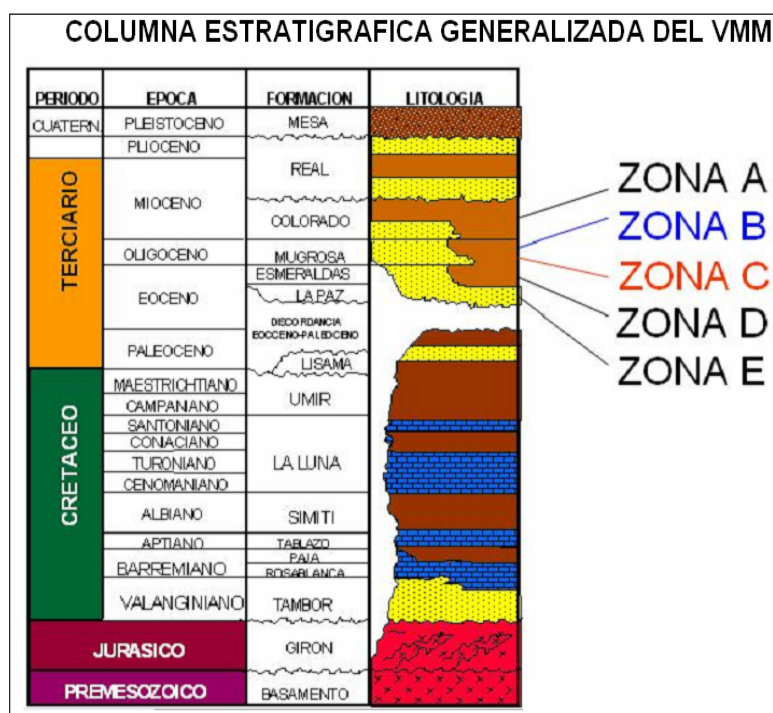


Figura 35: Columna Estratigráfica generalizada del VMM

Fuente: Estudio de ECOPETROL “diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003

La secuencia estratigráfica del VMM fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1958). Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente (**figura 35**). Los alcances del estudio estratigráfico son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección del Terciario.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca. La **tabla 6** muestra las principales características de la formación Mugrosa.

La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	ARENA B	ARENA C
Presión estática *	(psi)	900	3000
Temperatura de Yacimiento	°F	114	174
API promedio	°API	41.2	39.7
Sg Gas en Separador	Fracción (vol)	0.958	0.937
Presión de Burbuja	Psia	648	2078
Viscosidad a Pb	Cp	1.64	0.462
Bo a Pb	Rb/Stb	1.091	1.401
Rs a Pb	Scf/Stb	140	648
Profundidad Promedia	ft	1700	3500
Aceite Original	MM Bls	20.0	37.3
Porosidad promedio	%	13.2	17.6
Espesor promedio arena	ft	22.5	33.6
Area	Acres	634	1083
Producción Prom. / Pozo Perforado	MBbls	112	
Espaciamiento / pozo	Acres	20 - 30	
Reservas Remanentes	MBls	100- 200	
Factor de Recobro	%	14.83	
Pozos Perforados		75	
Pozos Activos		21	
Pozos Produciendo		7	
Pozos Cerrados		54	

Tabla 6. Datos Básicos de Yacimiento (formación Mugrosa)

Fuente: Estudio de ECOPETROL “diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003

La estructura del Campo Colorado esta conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran numero de fallas que dividen al Campo en 6 bloques (figura 36), con lo cual se ha manejado la hipótesis de que el Campo es Compartimentalizado.

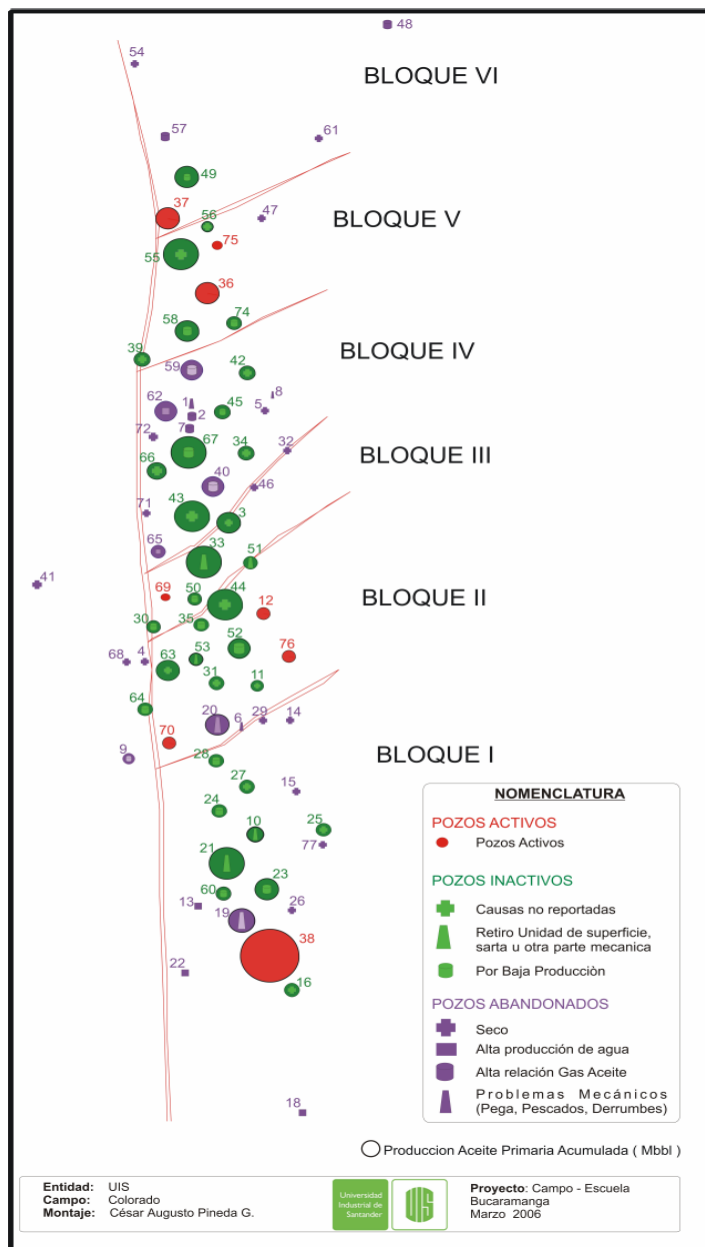


Figura 36: Distribución de los pozos para el Campo Colorado
 Fuente: Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007

En este estudio, es importante conocer y analizar los PVTs existentes en el campo, para comparar con el análisis PVT que se realizó en la actualidad, contribuyendo a futuras investigaciones y además con los datos obtenidos suministrar información importante para la futura reactivación del campo.

5.2 Recopilación y Estudio de PVT existentes

En el Campo Colorado se realizaron tres análisis PVT a lo largo de historia, se analizaron muestras de los pozos Col-43, Col-12 y Col-49. De este análisis se obtuvieron las propiedades mostradas en la **tabla 7**. Estos análisis fueron realizados en 1960.

Pozo	Arenas	TVD (pies)	Tope (pies)	Base (pies)	Temp. °F	GOR a Pb (SCF/SB)	Pb (psi)	μo a Pb (cp)	SG Gas	Grav. °API @ 60 °F	Bo a Pb (RB/SB)
C-12	E	6070	5547	6022	186	667	2958	0.441	0.751	40.1	1.373
C-43*	B	6767	1396	3533	114	140	648	1.6	0.958	41.2	1.091
C-49	C, D, E	6767	5114	6767	174	648	2078	0.462	0.937	39.7	1.401

Tabla 7: Datos Básicos PVTs Campo Colorado

Fuente: Estudio de ECOPETROL “diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003

Cuando se realizó el muestreo la presión del yacimiento se encontraba muy por debajo a la presión original y la muestra fue recombinada a un GOR diferente al que el pozo estaba produciendo, lo que nos lleva a pensar que el gas producido puede tener una composición diferente a la original, por lo tanto los resultados de este análisis no son muy confiables.

Las muestras tomadas en los pozos Col-12 y Col-43 fueron tomadas en superficie, y fueron recombinadas en el laboratorio. Para el Pozo Col-49 se tomó una muestra de fondo. La toma de muestras y el análisis PVT de las mismas, fueron realizados por CORE LABORATORIES INC. Petroleum Reservoir engineering Dallas Texas, P.L. Moses, en 1960.

La muestra tomada del Colorado 12 fue de la zona E de los intervalos: 5828'-5842', 5918'-5933', 5946'-5965', 5968'-5972', 5986'-5998'.

La muestra tomada del pozo Colorado 43 para el análisis del PVT fue para la zona B, los intervalos probados de este análisis de PVT fueron: 1869'-1890', 1918'-1933'.

La muestra tomada del pozo Colorado 49 para el análisis del PVT fue de la zona C y hay intervalos abiertos de la zona D y E, aunque los intervalos de las zonas D y E se probaron en conjunto no aportando mucha producción. Los intervalos probados de este análisis de PVT fueron: Zona C: 4999'-5005', 5020'-5032', 5120'-5132', 5148'-5162', 5207'-5212', 5221'-5228', 5301'-5311', 5339'-5348', 5391'-5397', 5430'-5436', 5478'-5490', 5625'-5640', 5652'-5662'; Zona D: 6024'-6030'; Zona E: 6399'-6413'.

Con los resultados del análisis PVT se compararon para los tres pozos mencionados el factor volumétrico, la solubilidad y la viscosidad como se muestra en las **figuras 37, 38 y 39**.

En estas graficas se observa la aproximación de las curvas para los pozos Colorado 12 y 49, mientras que difieren totalmente con Colorado 43. Como en el Colorado 49 se muestreo de las zonas CDE y Colorado 12 de la arena C, probablemente por esto no coincidan. El análisis llevaría a concluir que los fluidos son diferentes entre las arenas productoras.

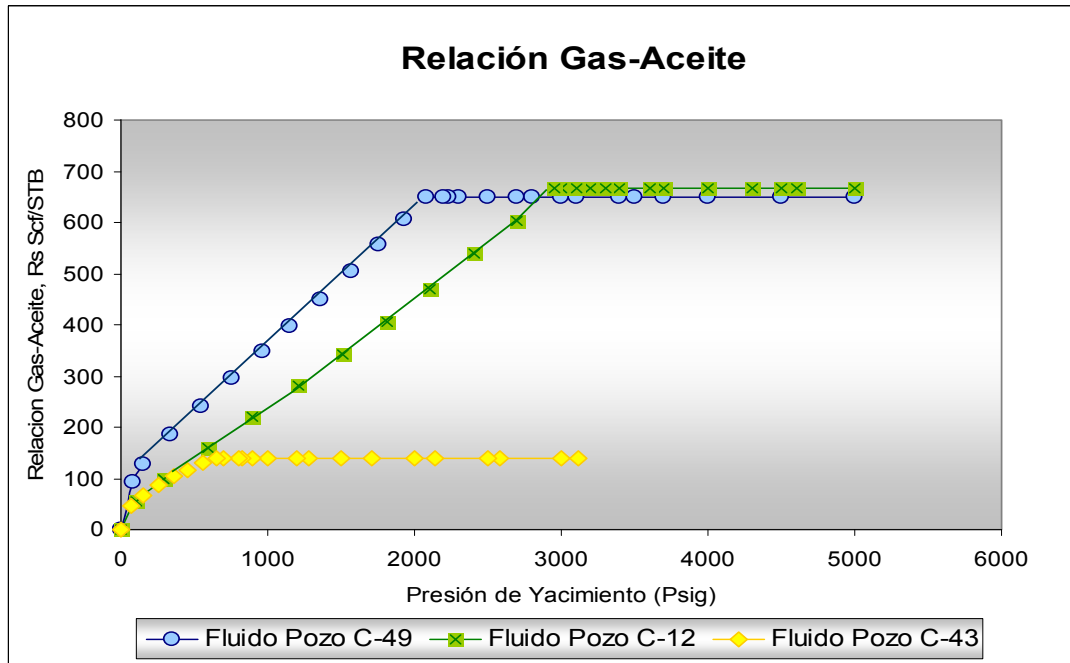


Figura 37: Comparación Curvas de Rs de los Pozos C-12, C-49 y C-43
Fuente: Autores del Proyecto, datos tomados directamente de reporte PVT

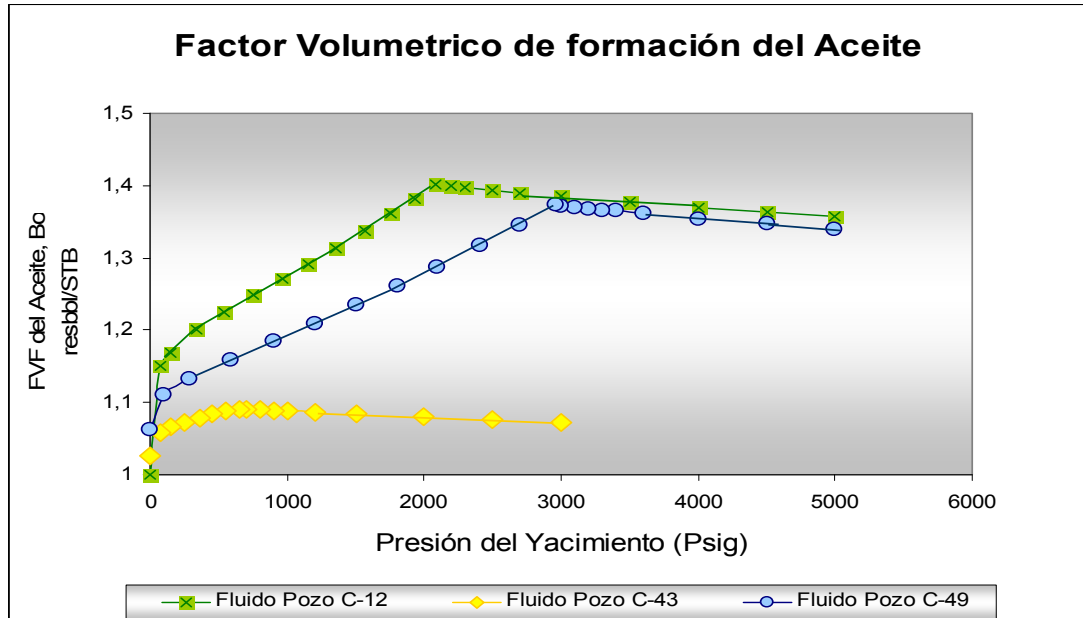


Figura 38: Comparación Curvas de Bo de los Pozos C-12, C-49 y C-43
Fuente: Autores del Proyecto, datos tomados directamente de reporte PVT

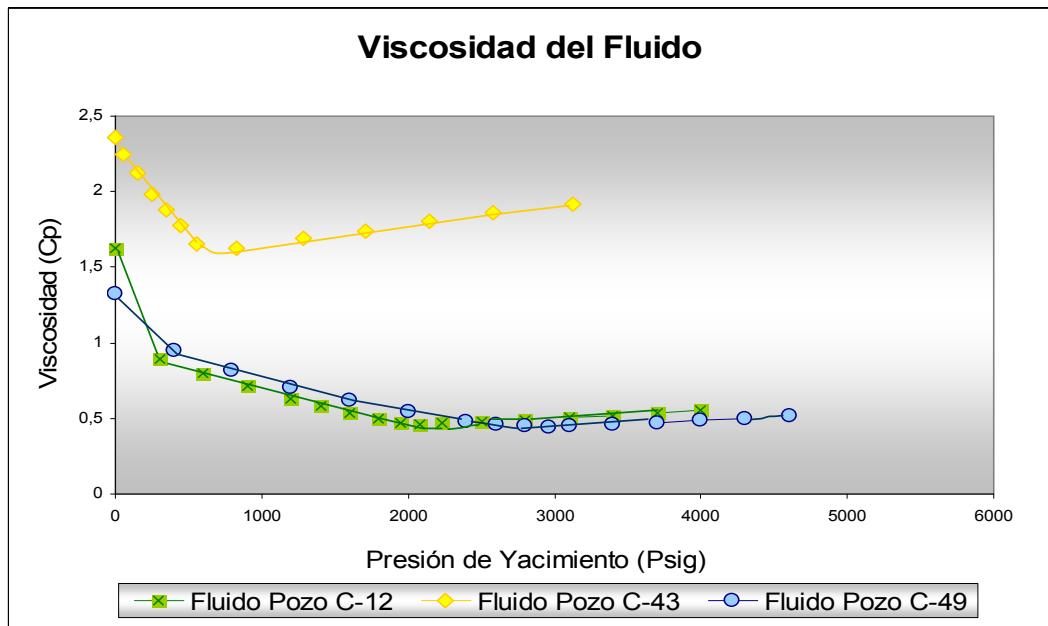


Figura 39: Comparación Curvas de Viscosidad de los Pozos C-12, C-49 y C-43
Fuente: Autores del Proyecto, datos tomados directamente de reporte PVT

Con el fin de determinar el comportamiento de la Presión de Burbuja (P_b) con la profundidad, se graficaron estos valores de los análisis PVT. (Ver **figura 40**)

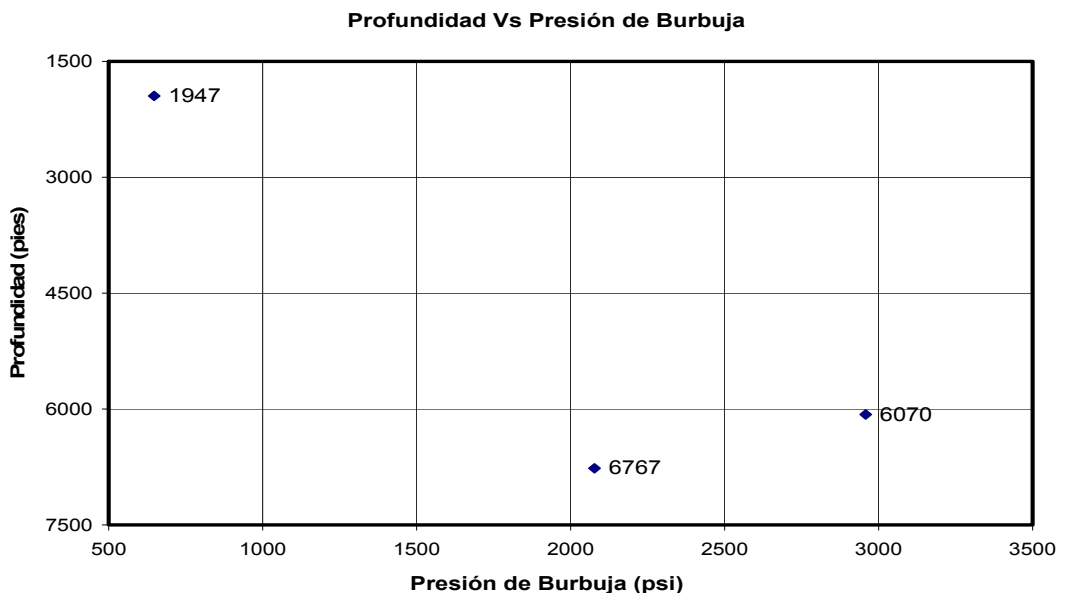


Figura 40: Comportamiento Presión de Burbuja con la Profundidad
Fuente: Estudio de ECOPETROL “diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003

Se puede observar que todos los pozos no se comportan con la misma tendencia, las tres muestras se comportan de manera independiente; en el pozo Colorado 49 aunque tiene intervalos en la zona E y D, no se comporta como el pozo Colorado 12 (Arenas E).

Esta mezcla de fluidos de diferentes formaciones hace imposible el determinar una variación de la presión de burbuja con respecto a la profundidad del yacimiento.

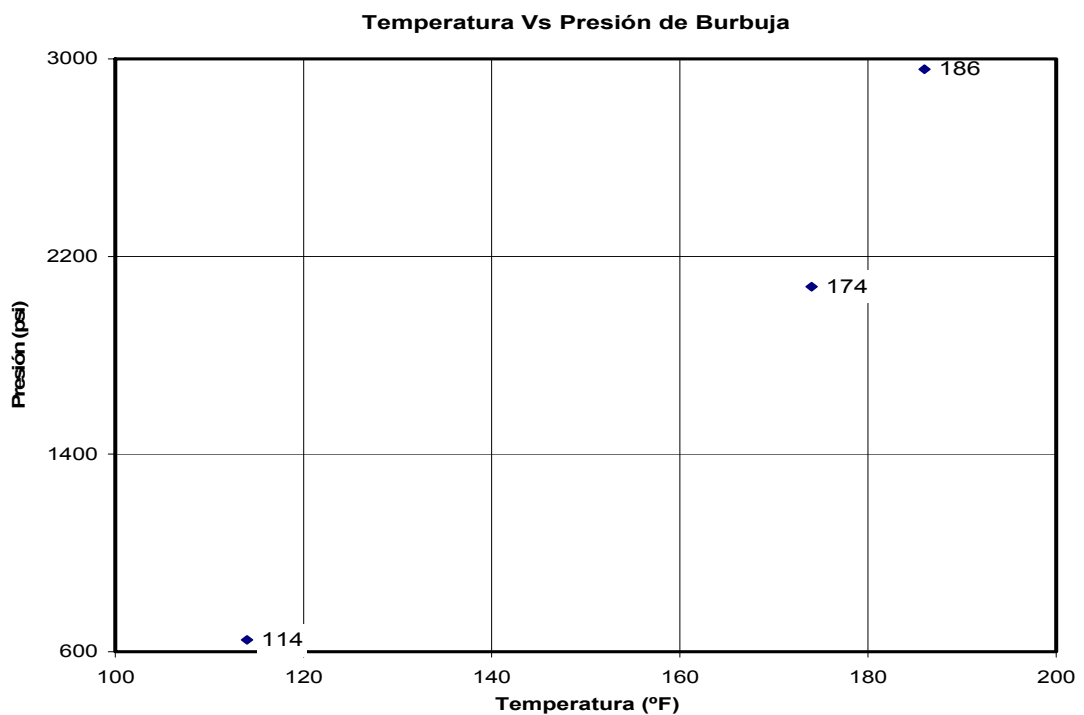


Figura 41: Comportamiento Presión de Burbuja con la Profundidad
Fuente: Estudio de ECOPETROL “diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003

El comportamiento de la presión de burbuja con la temperatura es algo normal, las tres zonas diferentes claramente identificadas siguen un mismo tren de Pb Vs T; En el grafico observamos que la tendencia del pozo Colorado 49 se acerca a la del pozo Colorado 12 por los intervalos abiertos en la zona D y E. (Ver **figura 41**)

5.2.1 Análisis Calidad PVT existentes

Se realizó un análisis de la calidad de los PVTs existentes en el Campo Colorado. Debido a que no se cuenta con el análisis cromatográfico del gas que se extrae en cada nivel de presión de la prueba diferencial no se pudo realizar la prueba de balance de materiales, y debido también a que no se cuenta con la prueba del separador, no se pudo realizar la prueba de densidad. Solo se pudo aplicar la función “Y” en la prueba de Expansión a Composición Constante.

Se aplicó la función Y a los datos PVT existentes de los tres pozos, con el fin de conocer si la Presión de Burbuja fue subestimada o sobrestimada, y para ajustar los valores del Volumen relativo de las Pruebas de Liberación Flash.

Como se observa en la **figura 42** la función muestra una tendencia lineal con buen ajuste, pero se desvía un poco cerca al punto de burbuja, como los puntos están por encima de la tendencia lineal significa que la Presión de Burbuja ($P_b = 2958$ psia) en este análisis es mayor que la Real.

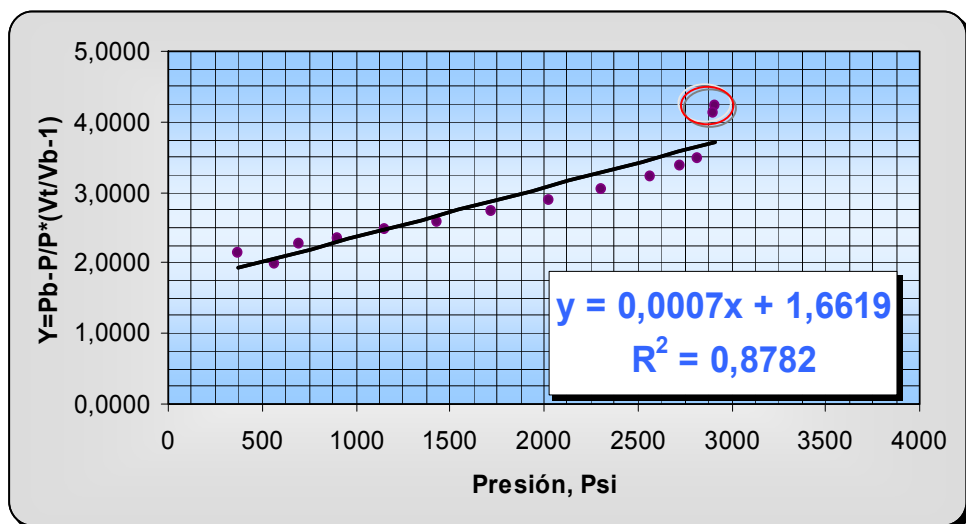


Figura 42: Función Y Colorado 12
Fuente: Autores del Proyecto

Se Observa en la **figura 43**, que la tendencia de la función Y contra la presión es lineal pero su desviación es alta, por lo que se podría poner en duda la validez de esta prueba. Los puntos de la función “Y” cerca de la Presión de Burbuja ($P_b = 648$ psi), se desvían por debajo de la tendencia lineal, lo que indica que la Presión de Burbuja Real es mayor que la reportada.

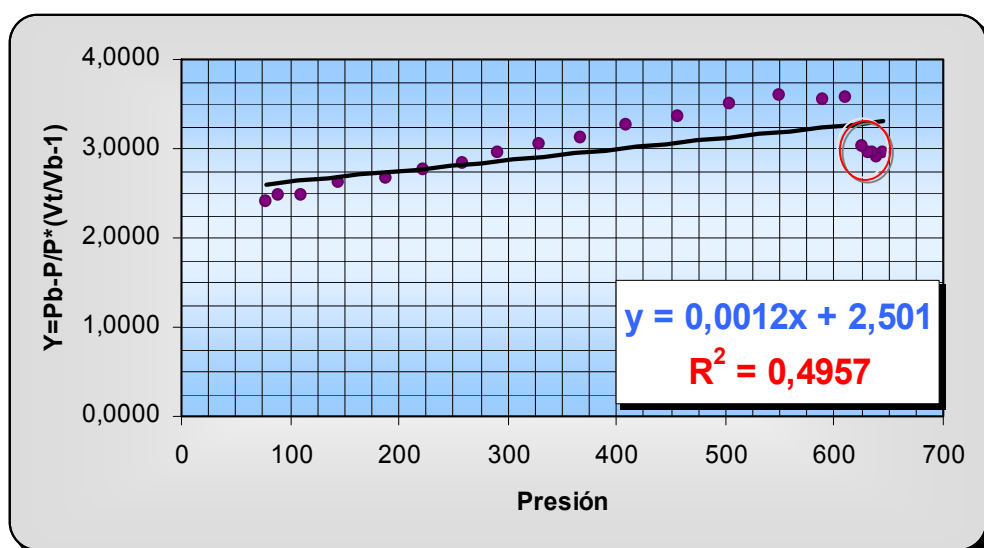


Figura 43: Función Y Colorado 43
Fuente: Autores del Proyecto

En la **figura 44** se observa que la función “Y” muestra una tendencia lineal con buen ajuste. Los puntos de la función “Y” cerca de la Presión de Burbuja ($P_b = 2078$ psi), se desvían por debajo de la tendencia lineal, lo que indica que la Presión de Burbuja Real es mayor que la reportada.

Se realizó un ajuste a la tendencia de la función “Y” de cada uno de las pruebas de Liberación Flash existentes, y se corrigieron los Volúmenes Relativos de cada una de ellas. (Ver **Anexo F**)

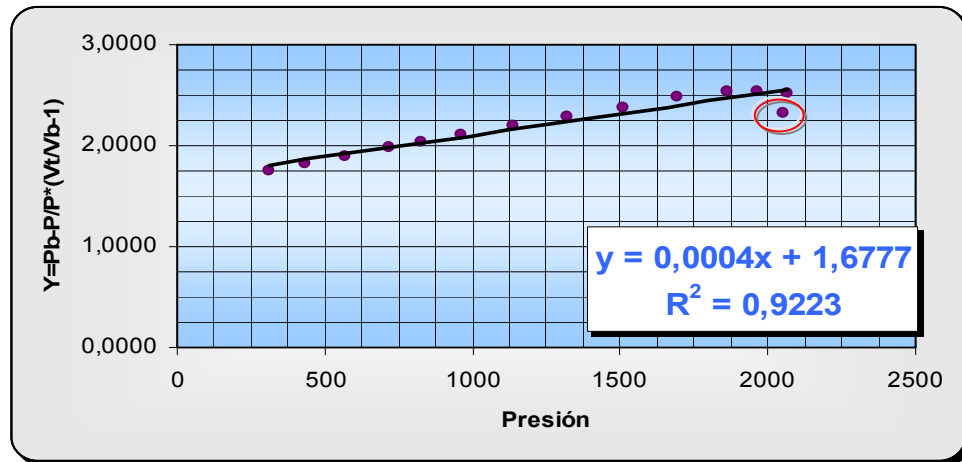


Figura 44: Función Y Colorado 49
Fuente: Autores del Proyecto

5.3 Aplicación de los procedimientos Metodológicos

5.3.1 Aplicación del Diseño de técnica de muestreo poblacional al Campo Colorado

Las arenas productoras que se definieron para el diseño del muestreo son las arenas B y arenas C, con mayor proyección en la arena B debido a que aquí se encuentran los mejores desarrollos. La **tabla 9** ilustra el número pozos por bloque.

Bloque	Numero de Pozos	Nomenclatura de los pozos
<i>I</i>	19	C-18, C-22, C-16, C-38, C-26, C-19, C-13, C-60, C-23, C-21, C-10, C-77, C-15, C-25, C-24, C-27, C-28, C-14, C-29
<i>II</i>	16	C-6, C-20, C-70, C-9, C-64, C-4, C-68, C-11, C-31, C-63, C-53, C-52, C-76, C-35, C-44, C-12
<i>III</i>	7	C-30, C-50, C-51, C-33, C-3, C-46, C-69
<i>IV</i>	19	C-65, C-41, C-43, C-32, C-40, C-34, C-8, C-5, C-67, C-66, C-71, C-45, C-7, C-2, C-1, C-72, C-62, C-59, C-42
<i>V</i>	8	C-39, C-58, C-74, C-36, C-55, C-75, C-47, C-56
<i>VI</i>	6	C-48, C-61, C-37, C-49, C-57, C-54

Tabla 8: Número de Pozos por Bloque
Fuente: Autores del Proyecto

Siguiendo los lineamientos establecidos para el diseño del muestreo poblacional para un Campo Maduro, se aprovecho la hipótesis que se ha manejado sobre la compartimentalización del Campo Colorado en 6 bloques, la cual es la primera etapa, para la segunda etapa se decidió establecer las arenas productoras B y C las cuales forman parte de la formación Mugrosa, posteriormente se realiza la selección de los pozos que conformaran la muestra para cada arena de cada bloque.

Para el estudio se estableció que la muestra estuviese conformada por un grupo inicial de 14 pozos, con lo cual la fracción de muestreo resulto:

$$f = n/N; \quad 14/75 = 0.186667$$

Es decir que se muestrea aproximadamente un 18.6% de la Población, y nuestro factor de elevación será de:

$$E = N/n; \quad 75/14 = 5.36$$

Lo que nos sugiere que cada pozo que conforma la muestra, representan aproximadamente a 5 pozos. Puesto que el numero de pozos por bloque varia, lo mas lógico es tratar de guardar una proporción del numero de pozos que conformaran la muestra por cada bloque. Esto se puede calcular con la siguiente formula,

$$n_i = n * N_i / N$$

Donde:

n_i = numero de pozos por bloque que conforman la muestra

n = tamaño muestral (14 pozos)

N_i = tamaño del bloque (pozos en el bloque)

N = tamaño de la población (pozos total en el campo)

El resultado se ilustra como indica la **tabla 10**:

Bloque	Numero de pozos asignados	Redondeando
I	3.54	4
II	2.9866	3
III	1.3	1
IV	3.54	3
V	1.49	2
VI	1.12	1

Tabla 9. Pozos por bloque para conformar la muestra
Fuente: Autores del Proyecto

Debido a que el Campo se encontraba con muchos de sus pozos abandonados e inactivos y algunos incluso no se tenía la ubicación debido a que se encontraba en zonas que era imposible el acceso se tuvo que redistribuir la proporción de pozos por cada bloque, encontrándonos con el hecho de que la ultima etapa del muestreo tendría que ser de tipo no aleatorio de tipo intencional.

Este tipo de muestreo se caracteriza por un esfuerzo deliberado de obtener muestras “representativas” mediante la inclusión en la muestra de grupos supuestamente típicos. El muestreo intencional es un procedimiento que permite seleccionar los casos característicos de la población limitando la muestra a estos casos. Se utiliza en situaciones en las que la población es muy variable y consecuentemente la muestra es muy pequeña.

En el muestreo intencional la extracción de la muestra y su tamaño para ser representativa se valora de forma subjetiva y se basa en una buena estrategia y en el buen juicio del investigador. Un caso frecuente es tomar elementos que se juzgan típicos o representativos de la población, y suponer que los errores en la selección se compensarán unos con otros.

En el proceso de redistribución no se ubico algún pozo que pudiese representar el bloque IV con lo cual la distribución final para los bloques quedo de la siguiente manera. (Ver **tabla 11**)

Bloque	Distribución final de los pozos
I	4
II	5
III	1
IV	---
V	2
VI	2

Tabla 10. Distribución final de los pozos que Conforman la muestra
Fuente: Autores del Proyecto

Luego de realizar el muestreo se procedió a ubicar los files físicos y demás archivos de información de cada uno de los pozos que finalmente conformaron la muestra, para posteriormente aplicar los criterios de selección diseñados para pozos de Campos Maduros con el fin de seleccionar el pozo optimo para el posterior muestreo de fondo de fluidos de yacimiento.

5.3.2 Selección Pozo a Muestrear Campo Colorado

Luego de tener los 14 pozos preseleccionados para realizar el muestreo del fluido en el campo Colorado, se aplicaron los criterios de selección que hay que tener en cuenta en este tipo de campos.

El primer criterio de selección que se tomo en cuenta fue la unidad de levantamiento que tenia cada uno de los pozos preseleccionados, descartando todos aquellos que tuvieran varilla y bombas de subsuelo, debido al costo adicional que requiere retirarlos para el acondicionamiento previo al muestreo.

Otros de los aspectos que se tuvieron en cuenta fueron la accesibilidad a la zona del pozo y las facilidades en cabeza de pozo. También se tuvo en cuenta el estado mecánico de cada uno de los pozos, así como la producción actual y acumulada de gas, petróleo y agua, siendo esta última un criterio importante de selección, ya que según la norma API RP 44, el pozo seleccionado debe tener una producción de agua nula o baja. Es importante conocer las arenas productoras de cada uno de los pozos, y los análisis PVT que se han hecho en el campo y sus respectivas arenas, con el objeto de analizar la relación entre las arenas productoras del Campo Colorado y de esta manera tener más claridad en el pozo a Muestrear.

Luego de aplicar todos los criterios mencionados anteriormente, se realizó una visita al campo, con el fin de constatar toda la información analizada en los files, y para verificar la accesibilidad a la zona y las facilidades en el pozo, se concluyó que los pozos más apropiados para realizar el muestreo son el pozo Col-25 y Col-64, estos pozos no tienen varilla ni ningún tipo de herramienta dentro del pozo, además de que se fluyen periódicamente con buen potencial de flujo. (Ver **tabla 12**).

POZO	RESULTADO	POZO	RESULTADO	POZO	RESULTADO
COL-11	DESCARTADO No se han registrado prob. de Parafinas	COL-25	PRESELECCIONADO	COL-69	DESCARTADO UBM.
COL-12	DESCARTADO UBM	COL-38	DESCARTADO UBM	COL-70	DESCARTADO UBM.
COL-16	DESCARTADO Varillas en sub.	COL-57	DESCARTADO No hay facilidades en cabeza de pozo	COL-75	DESCARTADO UBM.
COL-19	DESCARTADO Restricción	COL-60	DESCARTADO Bomba Subsuelo	COL-76	DESCARTADO UBM.
COL-37	DESCARTADO UBM	COL-64	PRESELECCIONADO		

Tabla 11: Selección Pozos Candidatos a Muestreo
Fuente: Autores del Proyecto

Los pozos 25 y 64 producen de la misma arena productora que el pozo 43, el cual cuenta con un estudio PVT. Debido a que los mejores pozos productores del campo (Col-38) se encuentran en la parte central del anticlinal, donde están los mejores desarrollos de arenas B, el muestreo de fluidos en cualquiera de estos pozos productores de la misma arena, es la mejor decisión para realizar la presente investigación, cuyos resultados serán factor clave en la caracterización y la futura reactivación del campo.

La **Figura 45** muestra una relación a escala en profundidad y distancia de los pozos preseleccionados 25 y 64, del pozo de mayor producción en la actualidad del campo col-38 y el pozo 43 que cuenta con un análisis PVT.

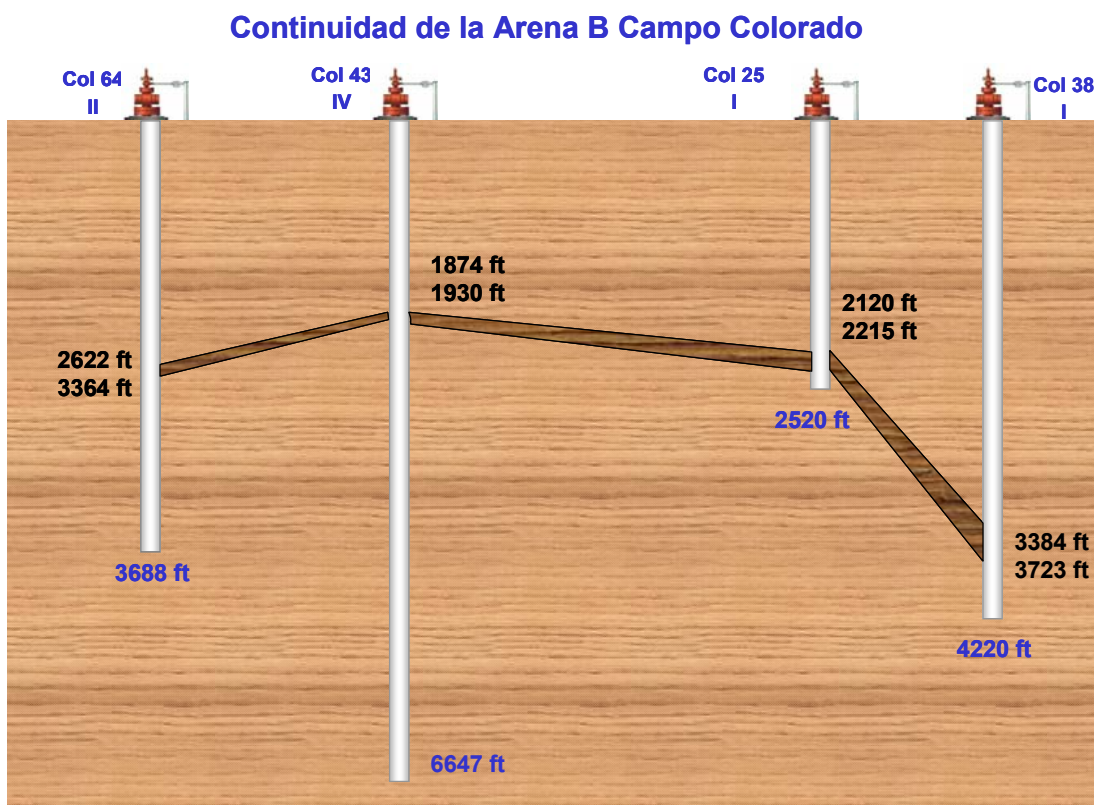


Figura 45: Continuidad de la Arena B Campo Colorado
Fuente: Autores del Proyecto

La **tabla 13** muestra un resumen comparativo de las características de cada uno de los dos pozos preseleccionados para la toma de muestras.

Característica	Col-25	Col-64
Presión estática (psi)	810 intervalo 2164-2178' (05/03/54)	692 con 1900' de nivel de fluido sobre el promedio de las perforaciones (2001)
Presión de fondo fluyendo (psi)	800 intervalo 2263-2290' (02/03/54)	1020 (tomada año 1973)*
Presión en cabeza de pozo (psi)	10 (agosto/2007)	20 (agosto/2007)
Agua (%)	0.3 (1954)	9.9 (NR año)
GOR (Scf/STB)	2800 (1959)	2500 (1980)
° API	33.3	35.7
Estado mecánico	Casing 6 5/8" No tiene varillas ni bomba.	Casing 5 1/2" No tiene varillas ni bomba
Estado actual	Inactivo desde 23 de febrero de 1960; fluye temporalmente.	Inactivo desde Abril de 1980; fluye temporalmente.
Zona productora	B	B
Intervalo productor (pies)	2120-2215	2622-3364
Bloque	I	II
Facilidades de superficie	Válvula en cabeza de pozo	Válvula en cabeza de pozo
Vías de acceso	Buen estado, contigua a vía principal	En regular estado, alejada de vía principal
Ultima producción reportada (Bbls)	6 (1959)	2 (1986)

Tabla 12: Resumen comparativo Pozos Preseleccionados
Fuente: Autores del Proyecto

Luego de estudiar a fondo cada uno de los dos pozos, y de realizar la verificación en campo, se concluyó que el pozo óptimo para tomar la muestra de fluidos es el Colorado-25, ya que este presenta las mejores instalaciones en cabeza de pozo, no es tan profundo para el muestreo de fondo, produce muy poco agua, tiene una excelente vía de acceso y presenta actualmente una buena columna de fluido. Se descarto también el pozo 64 porque su producción de agua ha venido aumentando considerablemente en los últimos meses, además de que las vías de acceso a la

locación del pozo no están en buenas condiciones, lo que podría dificultar el acceso de los equipos para realizar el muestreo.

5.3.3 Muestreo de Fluidos Campo Colorado

Luego de definir que el pozo óptimo para la toma de muestras de fluidos fue el C-25, se procedió a contactar el Laboratorio de Análisis PVT del Instituto Colombiano del Petróleo, esto con el fin de transferir la información necesaria para que el desarrollo de la operación no tuviera ningún percance que perjudicara la representatividad de la muestra.

El muestreo se realizó el día 19 de Diciembre de 2007 en el pozo C-25. Se tomaron 3 muestras a diferentes profundidades con dos Tipos de Herramientas (PNL 64 y PDS), como se indica en la siguiente tabla:

Tipo de Herramienta	Nº de Muestra	Profundidad(ft)
PNL 64	1	2185
PNL 64	2	2170
PDS	3	1800

Tabla 13: Herramientas y Puntos de Muestreo para el C-25
Fuentes: Autores del proyecto

Primeramente se realizó el Dummy run por parte del equipo de AIP Ltda. (Slim Line) para verificar que no hubiese alguna obstrucción dentro de la tubería del pozo y con esto garantizar el paso de la herramienta para el muestro. La herramienta bajo sin problemas y se tocó fondo @ 2191 ft aunque se encontró bastante lodoso, se obtuvo una muestra con el paraffin cutre (ver **foto 11**), la cual al parecer no contiene un % significativo de agua.



Foto 11: Muestra Tomada con el Paraffin Cutter
Fuentes: Autores del proyecto

Posteriormente se bajo la memory gauge con el fin de tomar el registro de presión- temperatura dentro del pozo y que luego al correlacionar con la profundidad permitiera describir los gradientes de los fluidos para ubicar los contactos y de esta manera tener seguridad en que punto ubicar la herramienta para la toma de fluidos. El **Anexo D**, registra las lecturas de la memory gauge que al correlacionarlas con los tiempos de bajada de la herramienta nos permite graficar los datos de Presión de Pozo Vs. Profundidad. De la **figura 46** se ubicaron los contactos que se registran en la **tabla 15**.

Una vez ubicados los intervalos a los cuales se deben bajar la herramienta (Ver **figura 46**) herramientas y puntos de muestreo para el C-25), se bajaron para el respectivo muestreo de fluidos. De acuerdo al tiempo de apertura específico para cada tipo de muestreador, se debe esperar un tiempo prudencial para permitir mayor seguridad de la toma de la muestra.

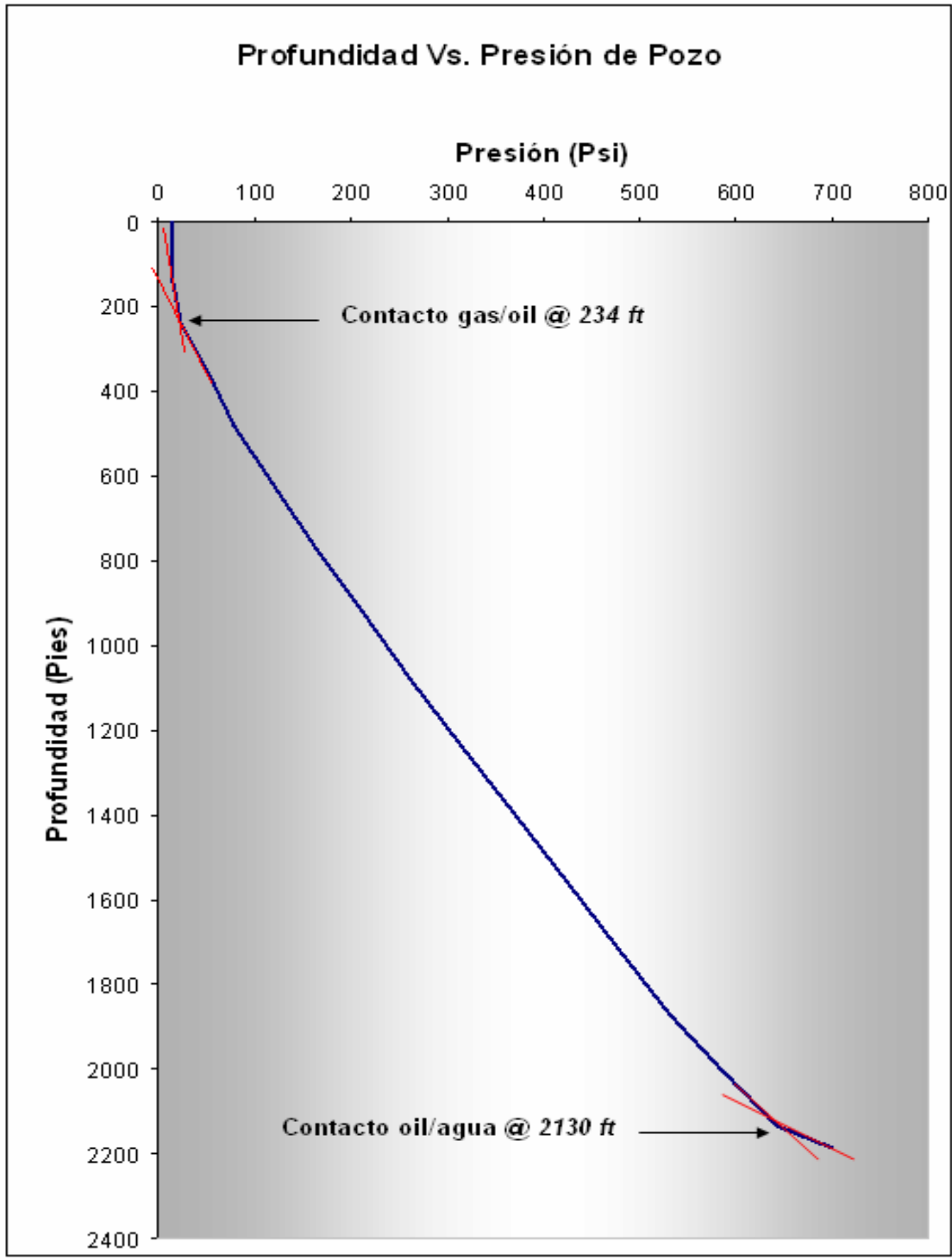


Figura 46: Profundidad Vs. Presión Campo Colorado C-25.
Fuente: Autores del Proyecto

Contactos de Fluidos dentro del Pozo C-25

Contacto	Profundidad (pies)
Gas/Oil	234
Oil/Agua	2130

Tabla 14. Contactos de Fluidos dentro del Pozo C-25
Fuente: Autores del Proyecto

Un Punto Importante es que la presión estática en el fondo del pozo luego de esperar un tiempo prudencial para tomar una lectura precisa fue de 804.9 Psi, lo cual nos garantiza que no hubo complicaciones para tomar la muestra con la herramienta PDS (mínima presión de apertura aproximada 600 Psi).



Foto 12: Muestreo de Fondo Campo Colorado, C-25
Fuente: Autores del Proyecto



Foto 13: Equipo Slim line, Muestreo Campo Colorado, C-25
Fuente: Autores del Proyecto

También se tomaron muestras en superficie (Ver **foto 14**), para ello se adaptó un mini separador en cabeza de pozo y se tomaron dos muestras de aceite de separador de 600 ml cada una acompañadas de cuatro cilindros con gas de separador a temperatura ambiente y presión de 2 Psi.



Foto 14: Muestreo de Superficie Campo Colorado C-25
Fuente: Autores del proyecto

La transferencia de las muestras a los cilindros correspondientes no se llevo a cabo en Campo por razones de Seguridad. Esta se realizo en las instalaciones del Laboratorio de Análisis PVT del Instituto Colombiano del Petróleo-ICP. La transferencia de la muestra tomada con la PDS se realizo mediante una FTU (Field Unit Transfer) como lo muestra la **foto 15** a un Cilindro Tipo Pistón (**foto 16**)

Las condiciones de Transferencia se realizaron a una presión de 3000 psi con purgas cada 100 c.c. para confirmar el tipo de fluido que tomo el muestreador. En total se tomo con la herramienta PDS un Volumen de 580 c.c. de Aceite. Hasta el momento no se han transferido las muestras tomadas con la PNL 64.

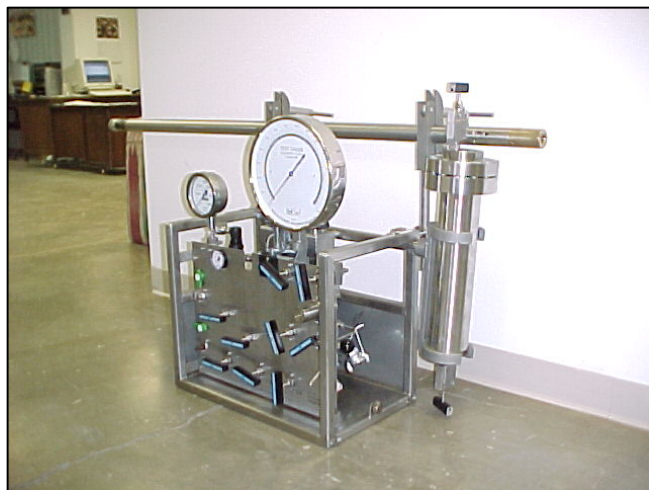


Foto 15: FTU (Field Unit Transfer)

Fuente: http://www.leutert.com/texte/oilgas/prod_oil.htm



Foto 16: Cilindro Tipo Pistón

Fuente: Modificado de http://www.leutert.com/texte/oilgas/downloads/db_cylinder600.pdf

5.4 Organización y Análisis de resultados de las Pruebas de Laboratorio

A continuación se presentan los resultados experimentales obtenidos mediante las diferentes pruebas PVT desarrolladas al fluido del pozo C-25, donde se analizan los datos arrojados en cada una de las pruebas PVT efectuadas, realizando e interpretando las correspondientes graficas.

Una vez recibidas las muestras en el laboratorio (Instituto Colombiano del Petróleo), son validadas para observar su representatividad y al mismo tiempo son preparadas para experimentos posteriores.

5.4.1 Control de Calidad de las Muestras

Las muestras de fondo son revisadas para verificar su representatividad de acuerdo al **Procedimiento Técnico de Ensayo 13.003** utilizado en el laboratorio PVT del ICP. Para asegurar condiciones de una sola fase antes de transferir a la celdas Ruska, la presión de la muestra incrementada a temperatura de laboratorio mediante la inyección de volúmenes conocidos de mercurio al cilindro por medio de una bomba de desplazamiento positivo. La botella es aislada y manteniendo en agitación el sistema, se alcanza el equilibrio termodinámico. Tal procedimiento de incrementar la presión gradualmente hasta que la pendiente presión-volumen sea constante a altas presiones, indica que la muestra esta en una sola fase. La muestra fue transferida a una presión de 2000 psi y temperatura de laboratorio a la celda de alta presión Ruska. Una vez alcanzada esta, la densidad del fluido a 2000 psi y 104°F fue de 0.7876 gr/cc.

El Análisis del fluido actual del yacimiento fue obtenido separando un pequeño volumen de muestra de fondo en fases gas y liquido a condiciones estándar. Este es alcanzado realizando una liberación Instantánea simple, donde una porción del fluido recombinado (15 cc) es desplazado a un cilindro pequeño de 75 cc tal que la

muestra empiece a liberar dentro del cilindro. El cilindro es conectado al sistema de recolección de muestras y a través de una válvula de flujo controlado el gas liberado es capturado dentro de un balón de vidrio previamente calibrado.

Después de que el sistema este equilibrado completamente y no se presente mas liberación de gas de la solución, el volumen de gas y condensado es medido, corregido a condiciones standard y su densidad determinada.

La **tabla 15** muestra las propiedades determinadas en el GOR apparatus, cabe resaltar que las propiedades mostradas fueron determinadas a 2000 psi y a 104°F.

Resultados (GOR Apparatus) Col-25	
GOR	240 SCF/STB
Factor Volumétrico de Formación Bo	1.130 Blres/STB
Densidad del Aceite (dead)	0.8411 g/cc
Gravedad Especifica del Gas	1.0170
Peso Molecular C30+ Utilizado	580 g/mol

Tabla 15: Propiedades Medidas en GOR apparatus
Fuente: LAB de Análisis PVT - ICP

Analizando los datos obtenidos con el GOR apparatus y comparándolos con las propiedades reportadas de las arenas B, concluimos que la variación no es significativa, lo que nos indica que la muestra es representativa de la arena mugrosa B.

El gas y el liquido separados en el GOR apparatus son llevados individualmente a un análisis cromatografico con el fin de determinar la composición del fluido del yacimiento, el cual se obtiene recombinando matemáticamente las composiciones del gas y del liquido de acuerdo a la relación obtenida en la liberación instantánea. La composición del fluido recombinado se muestra en la **tabla 16**.

COLORADO 25				
Componente	% wt	% mol	Density (lb/ft ³)	MW lb/lb mol
H2S	0,000	0,000		
H2O	0,000	0,000		
Oxygen	0,000	0,000		
Nitrogen	0,002	0,009		28,013
CO2	0,001	0,004		44,01
C1	1,803	17,439		16,043
C2	1,186	6,119		30,07
C3	1,762	6,199		44,097
iC4	0,572	1,527		58,124
nC4	1,305	3,484		58,124
iC5	0,822	1,768	39,017	72,151
nC5	0,996	2,141	39,392	72,151
C6	1,829	3,378	44,324	86,18
C7	3,003	4,853	45,323	100,205
C8	3,815	5,532	46,696	114,232
C9	3,919	5,026	48,007	128,259
C10	3,675	4,255	48,881	134
C11	3,236	3,415	49,63	147
C12	2,956	2,849	50,379	161
C13	3,295	2,921	51,004	175
C14	2,968	2,424	51,628	190
C15	3,054	2,301	52,252	206
C16	2,713	1,896	52,814	222
C17	2,527	1,654	53,313	237
C18	2,584	1,597	53,75	251
C19	2,529	1,492	54,063	263
C20	2,274	1,283	54,5	275
C21	2,052	1,094	54,812	291
C22	2,027	1,031	55,061	305
C23	1,917	0,936	55,311	318
C24	1,721	0,807	55,561	331
C25	1,656	0,745	55,811	345
C26	1,595	0,690	55,998	359
C27	1,592	0,660	56,185	374
C28	1,551	0,620	56,372	388
C29	1,315	0,508	56,622	402
C30+	31,184	8,343	63,052	750
Benzene	0,144	0,287	45,323	78,11
Toluene	0,423	0,712	46,696	92,13
	100,000	100,000		
PM	155,169			

Tabla 16: Composición de Fluido Recombinado para corrida de Simuladores Fluido C-25
Fuente: LAB de Análisis PVT - ICP

Luego de comprobar la validez de la muestra de fondo, se procedió a realizar las pruebas básicas para un black oil: la prueba de composición constante, la liberación diferencial, la prueba del separador y se determinó la viscosidad a diferentes presiones y a temperatura de yacimiento.

5.4.2 Prueba de Expansión a Composición Constante

El equipo experimental utilizado en este experimento fue la Celda PVT No. 4. El equipo consiste de una celda de alta presión con un volumen interno aproximado de 650 cc y que puede operar hasta 10.000 psig y temperatura de 200 C.

Se transfirió isobaricamente 75.57 cc de muestra representativa del fluido del yacimiento a 2000 psig y a temperatura de laboratorio a la celda de alta presión por medio de una bomba de desplazamiento positivo. Una vez la muestra está equilibrada a la temperatura de yacimiento (104 °F) y una sola fase existe, la presión es gradualmente reducida retirando mercurio de la celda usando una bomba de desplazamiento positivo; al mismo tiempo, una serie de datos de presión contra lectura de la bomba son registrados de acuerdo al Procedimiento de Ensayo Técnico 13.005. El punto de burbuja es definido como la presión a la cual la primera burbuja de gas comienza a salir de la solución del fluido del yacimiento

Luego de realizar las lecturas de la bomba a cada nivel de presión establecidos en el programa de la prueba, se calculan los volúmenes relativos, lo cuales corresponden a las lecturas de la bomba a cada nivel de presión sobre la lectura de la bomba a la presión de burbuja.

Se grafican los valores de los volúmenes relativos contra la presión, con el fin de determinar el punto de burbuja. (Ver **figura 47**)

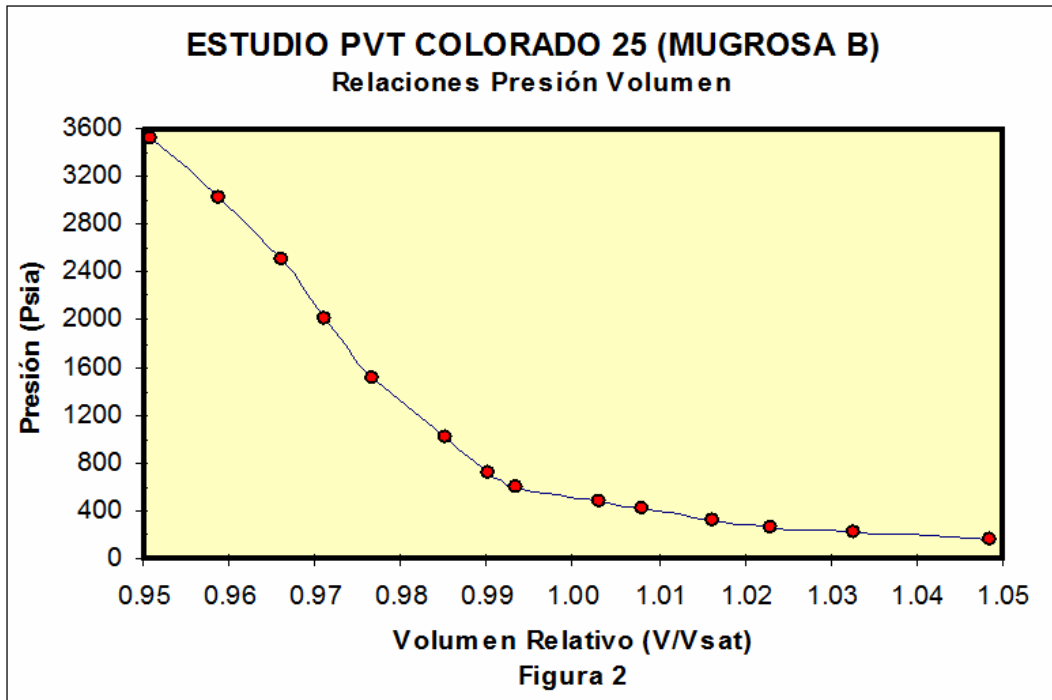


Figura 47: Relación Presión Volumen (RPV) a 104 °F
Fuente: LAB de Análisis PVT - ICP

La **figura 47** muestra un comportamiento esperado, ocurre un cambio levemente brusco en la pendiente de la curva, lo que nos determina una presión de burbuja de 630 psia a la temperatura del yacimiento. Se aplicó la función Y con el objetivo de validar la prueba, la función sigue una tendencia lineal y no presenta desviaciones considerables cerca al punto de burbuja, por lo que podemos concluir que la presión de burbuja calculada es la real (ver **figura 67** y **tabla 28** del **Anexo E**).

La densidad del fluido de fondo a temperatura de yacimiento y la presión de saturación es de 0.7810 g/cc . La densidad del fluido de fondo a temperatura y presión de yacimiento es de 0.7819 g/cc .

Se graficaron las lecturas de la bomba contra las presiones de la prueba, realizadas a diferentes temperaturas con el fin de observar el comportamiento de

la presión de burbuja en función de la temperatura. La grafica de la RPV @ T=104°F se muestra en la **figura 68**, la RPV @ T= 90°F en la **figura 69** y la RPV @ T = 61.6°F en la **figura 70**. (Ver **Anexo E**)

En la **figura 48** se puede observar el comportamiento de la presión de saturación a diferentes temperaturas

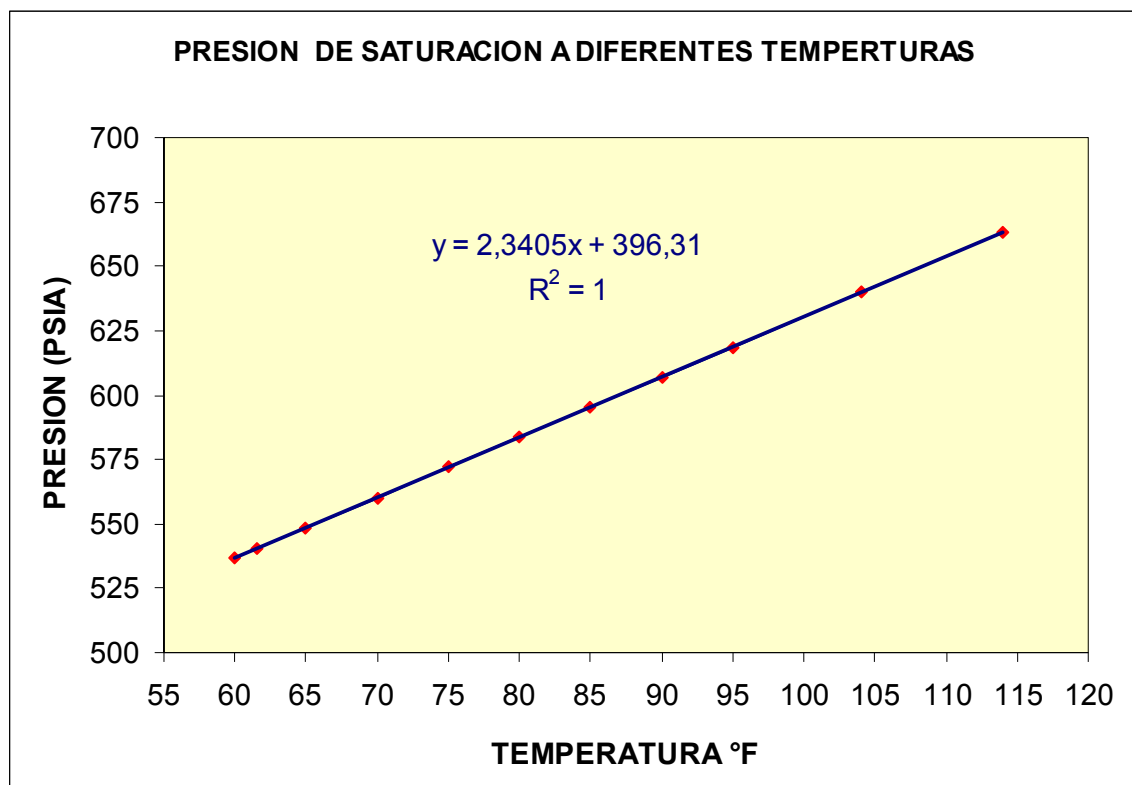


Figura 48: Variación Presión de Burbuja a diferentes Temperaturas
Fuente: LAB de Análisis PVT - ICP

Observamos en la **figura 48** que a medida que disminuye la temperatura, la presión de burbuja también disminuye, lo cual es un comportamiento termodinámico típico de este fluido.

5.4.3 Prueba de Liberación Diferencial

Se ejecuto una prueba diferencial de 4 etapas en la celda de alta presión Ruska. Se transfirió un volumen de 122 cc de muestra representativa del fluido del yacimiento a la celda visual donde la temperatura del yacimiento se estableció en 104 °F. Una vez estabilizada la muestra, la presión se estableció en el punto de burbuja. Secuencialmente, se redujo la presión retirando mercurio de la celda hasta que la etapa de presión alcanzo la deseada. Se agito la muestra hasta lograr que no existan cambios de presión y luego, se desplazo el gas isobaricamente hasta que fue retirado completamente. El gas se retira en pycs y es llevado a análisis cromatografico. Este procedimiento se repitió para todas las etapas incluyendo la última, donde se desplazo todo el gas remanente en la celda. Después de esta etapa, la temperatura de la celda se dedujo a 90°F y se desplazo y analiso el liquido residual.

Las propiedades del fluido a las condiciones de la celda son presentadas en la **Tabla 29**, y las composiciones de los gases liberados y las propiedades del aceite residual son mostradas en las **Tablas 30 y 31** del **Anexo E**.

Durante la liberación diferencial a temperatura de yacimiento se encontró que el fluido contenía 228 pies cúbicos de gas a 14.7 psia y 60 °F por barril de petróleo residual a 60 °F. El volumen relativo de petróleo resultante es de 1.0798 barriles de fluido saturado por barril de petróleo residual a 60 °F. La densidad del líquido y las propiedades de los gases liberados fueron medidos en cada una de las etapas.

A continuación se ilustran las tendencias de las propiedades del líquido. La tendencia de la **figura 49** muestra el comportamiento de la densidad liquido versus la presión, generada con los datos de la **tabla 35** (ver **Anexo E**).

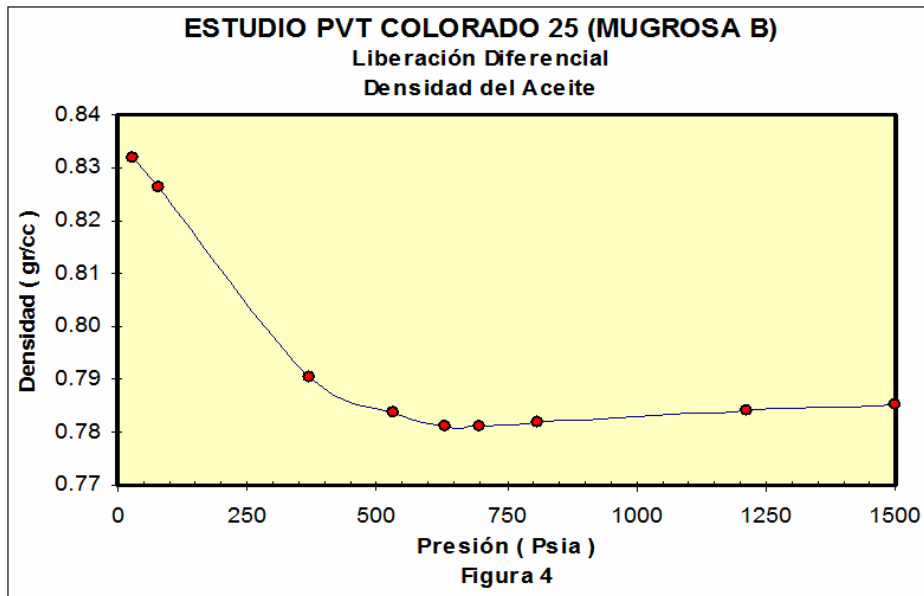


Figura 49: Comportamiento de la Densidad del Aceite
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

La tendencia mostrada por la densidad en la **figura 49** corresponde al comportamiento típico de un black oil, mantiene una tendencia casi constante por encima del punto de burbuja (disminuye levemente) y una vez alcanza la presión de saturación aumenta considerablemente (de derecha a izquierda).

La **figura 50** muestra el comportamiento del factor volumétrico de formación contra la presión. Como se esperaba, la tendencia del factor volumétrico de formación aumenta lentamente cuando se reduce la presión por encima del punto de burbuja, y disminuye pronunciadamente cuando se reduce la presión por debajo de la presión de saturación.

La **figura 71 (Ver Anexo E)**, muestra el comportamiento del factor volumétrico de formación total (Bt) con los cambio de presión. La tendencia corresponde a la esperada.

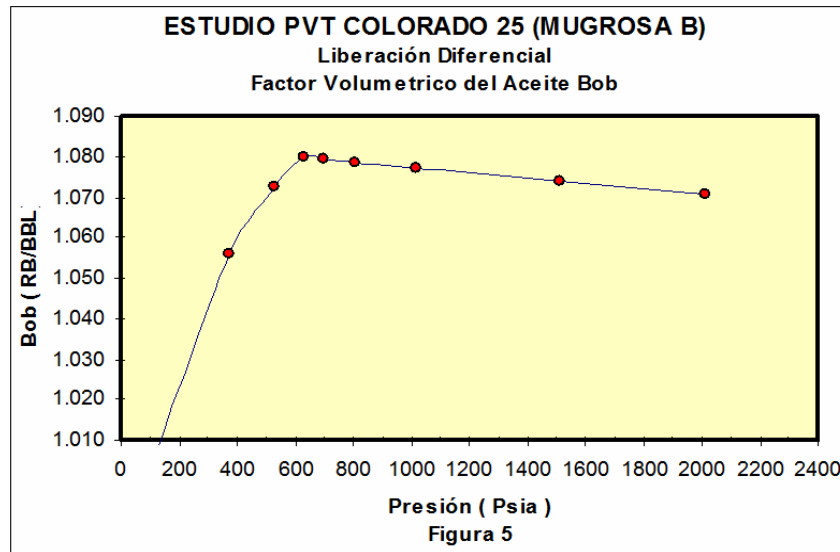


Figura 50: Comportamiento del Factor Volumétrico de Formación del Aceite
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

La grafica del gas en solución contra los cambios de presión, presentan cierta anomalía en las puntos a presiones inferiores a la presión de saturación. Esto puede deberse a que no hubo un planteamiento adecuado de los niveles de presión a los que se realizo la prueba. (Ver **figura 51**).

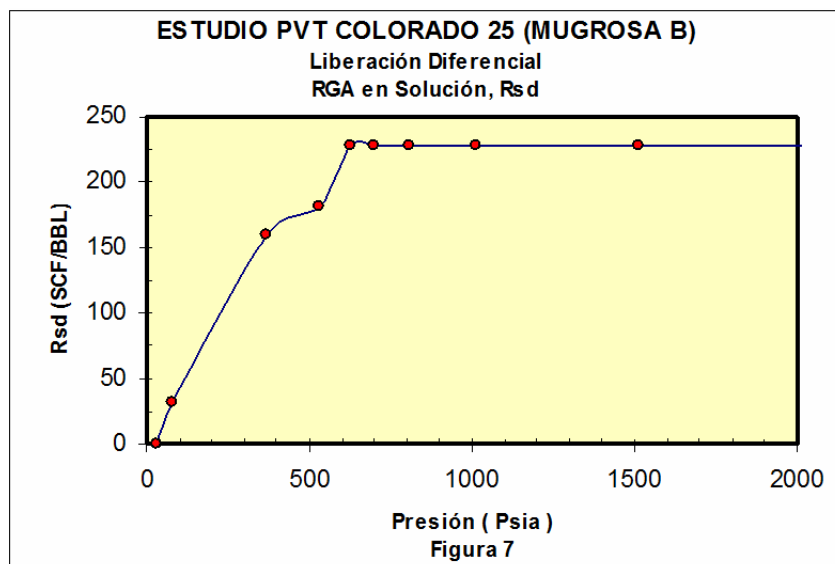


Figura 51: Comportamiento del Gas en Solución
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

A continuación se ilustran las tendencias de las propiedades del gas. La **figura 53** muestra la tendencia del B_g en función de la presión.

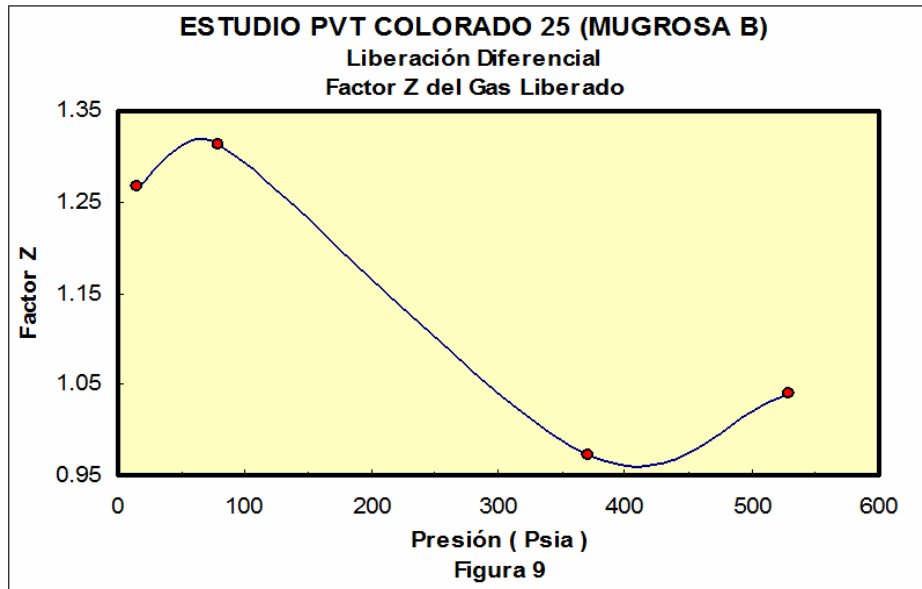


Figura 52: Comportamiento del Factor Z del gas
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

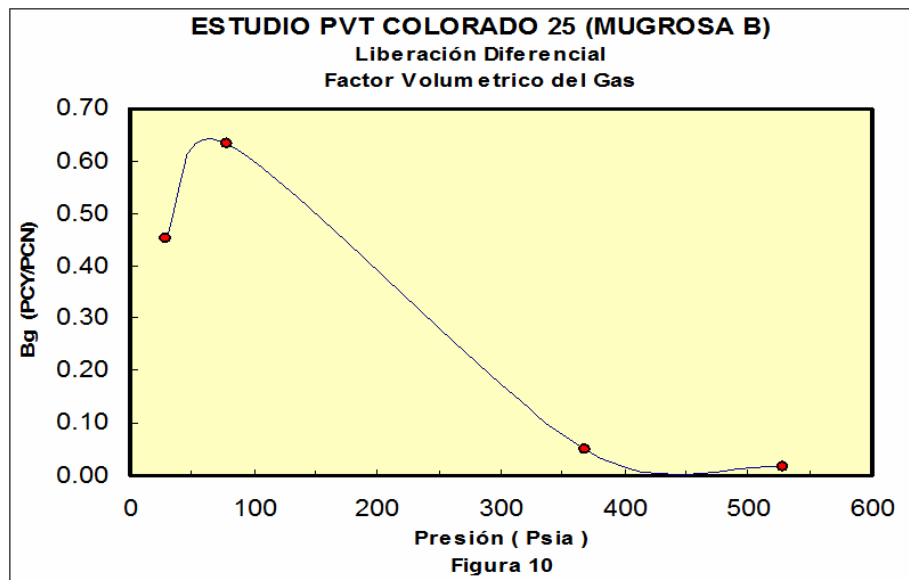


Figura 53: Comportamiento del Factor Volumétrico de Formación del gas
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

La **figura 54** muestra el comportamiento de la viscosidad del Gas en función de la presión. La tendencia obtenida es la esperada para un black oil, se mantiene casi constante por encima del punto de burbuja (disminuye levemente) y para presiones por debajo de la de saturación, disminuye progresivamente.

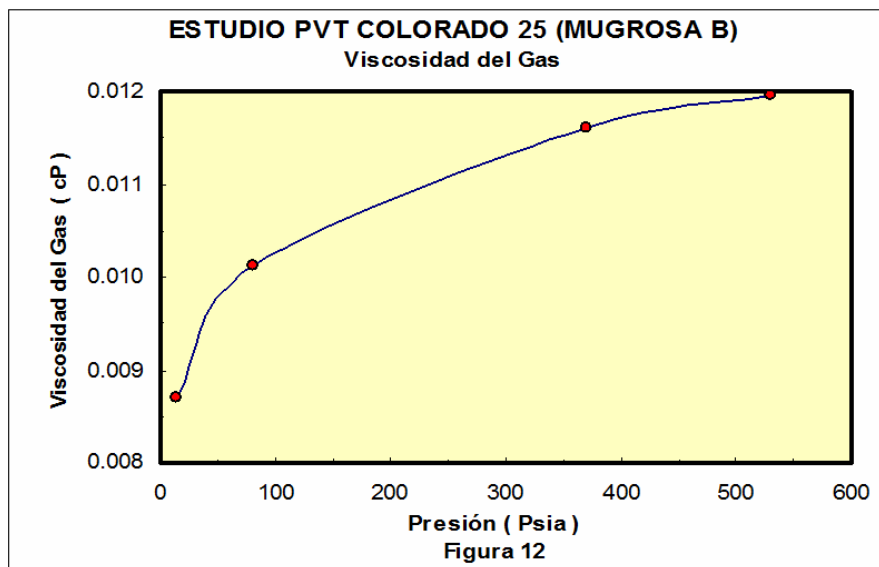


Figura 54: Comportamiento la Viscosidad del gas
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

5.4.4 Prueba del Separador

Se transfirió Un volumen de 120 cc de muestra representativa del fluido del yacimiento a la celda visual de alta presión Ruska donde la muestra es llevada a condiciones de yacimiento para posteriormente realizar 3 pruebas de separador de 2 etapas. La muestra se expandió desde la celda Ruska a un separador Ruska, el cual ha sido ajustado a las condiciones de presión y temperatura de separador. El hidrocarburo purgado hacia el separador libera gas debido a los cambios instantáneos de presión. Se midieron los volúmenes de fluidos en cada etapa y se analizan tanto las muestras de gas (cromatografía) de cada etapa como las de liquido (°API).

Las pruebas de liberación instantánea realizadas para determinar el efecto de la presión del separador en la relación gas-aceite, factor volumétrico de formación y la gravedad del petróleo en el tanque se llevaron a cabo a 90 °F y presiones de 15, 30 , 50 y 60 psig.

Los resultados de la prueba de separador, para las distintas presiones se presentan en la **tabla 32** y las composiciones del gas en cada una de las etapas de separación se mencionan en la **tabla 32**. (Ver **Anexo E**). La **figura 55**, ilustra las condiciones óptimas de separación, que corresponde a 30 psi y 90°F.

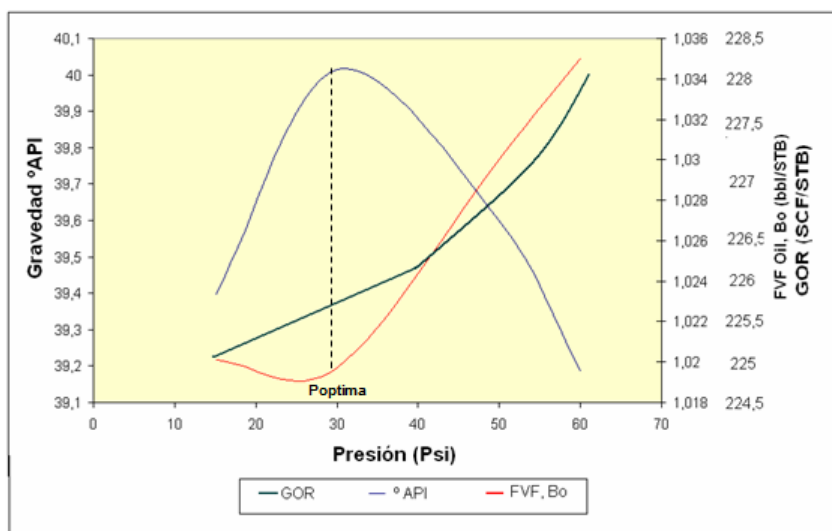


Figura 55: Condiciones Óptimas de Separación
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

5.4.5 Prueba de Viscosidad del Fluido por Capilar

La determinación de la viscosidad se realizó en un Viscosímetro Capilar Jefri. Este equipo opera bajo el principio de que cualquier fluido en flujo laminar a través de un Capilar de dimensiones conocidas ejerce una caída de presión a través del capilar, el cual esta relacionado a la rata de flujo del fluido pasando a través de el. Tal relación es una función de la viscosidad del fluido.

El viscosímetro capilar consiste de 2 cilindros de alta presión (10000 psia) conectados a un tubo capilar, los cuales están dentro de un horno de aire con un controlador de temperatura que distribuye la temperatura a través del horno con una precisión de +/- 0.5 °C.

El controlador térmico fue establecido en 104 °F, después de transferir un volumen de 25 cc de la muestra de fondo isobaricamente a 4000 psig y a temperatura de laboratorio dentro de los cilindros del viscosímetro por medio de una bomba de desplazamiento positivo. Una vez la muestra es equilibrada a condiciones de yacimiento y una sola fase es alcanzada, la muestra es desplazada de un cilindro al otro a través del capilar por medio de una bomba motor de flujo controlado. La caída de presión a través del capilar es determinada usando un transductor de presión que tiene una precisión de +/-0.25% de la escala. A partir de las constantes del capilar, la caída de presión medida y la tasa de flujo, la viscosidad del fluido puede ser calculada usando la ecuación de Hagen-Poiseuille para flujo laminar.

La **figura 56** muestra el comportamiento de la viscosidad contra la presión a la temperatura de yacimiento (104°F)

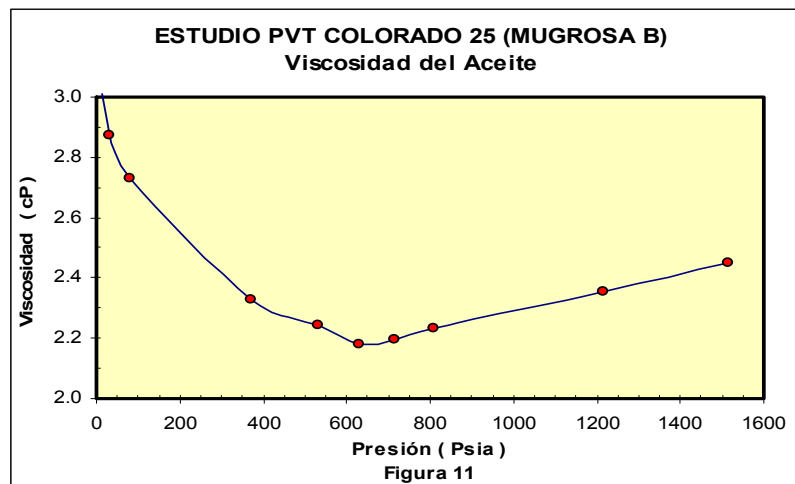


Figura 56: Comportamiento la Viscosidad Capilar del Aceite
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

5.4.6 Resumen de los Datos del Fluido

Finalmente las tablas siguientes resumen todos las propiedades obtenidas del fluido durante este análisis

Datos Volumetricos

Presión Original del Yacimiento (Py) :	800 psia
Presión de Burbuja (Pb):	630 psia
Expansión Térmica @ 2015 Psia :	1.01678 Vol. @ 104 °F Vol. @ 62 °F
Densidad del Fluido del yacimiento @ 2000 psia y 104 °F :	0.7876 g/cc
Densidad del Fluido del yacimiento @ 2000 psia y 62 °F :	0.8008 g/cc
G.O.R.:	240.0 SCF/STB
Compresibilidad del Fluido @ Ty (Desde Pyac. a Pb)	1.03189 E-05

Tabla 17: Datos Volumétricos
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

Datos de la prueba de Liberación Diferencial

Relación Gas - Aceite en solución (Rsdb)	228.00 PCN/BF
Factor Volumetrico del Aceite (Bodb)	1.0798 BY/BF
Densidad del Aceite a Pb, Tyac	0.7810 g/cm3

Tabla 18: Datos prueba Liberación Diferencial
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

Datos de la Prueba de Liberación Instantánea

Presión del Separador	15	psig
Temperatura del Separador	90	°F
Bo (1)	1.0201	BY/BF
Rs (2)	228.00	PCN/BF
Densidad del Aceite muerto	0.8411	
API @ 60 F	36.7321	

Tabla 19: Datos prueba Liberación Instantánea
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

DATOS DE VISCOSIDAD DEL ACEITE @	104	°F
Viscosidad del Aceite @ Pb	2.18	cP
Viscosidad del Aceite @ Pyac.: 815 Psia	2.23	cP
Condiciones de laboratorio	13.3 psia @ 68 °F	
Condiciones normales	14.7 psia @ 60 °F	

Tabla 20: Datos de Viscosidad del Aceite
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

5.5 Comparación de Resultados obtenidos de forma experimental con los generados mediante una aplicación Software PVT

Para el análisis comparativo de los resultados obtenidos en el laboratorio del fluido C-25, se utilizaron dos paquetes de Simuladores PVT, El ***PVT Pro versión 5.0*** y el ***PVT Sim versión 17***. A continuación se observan los resultados obtenidos con la corrida de los simuladores, para ellos se debe realizar una recombinación del fluido de yacimiento a partir de los datos obtenidos de cromatografía, la cual posteriormente es la que se carga en los simuladores para generar las envolventes y calcular las demás propiedades del fluido al recrear las condiciones de cada prueba del Análisis PVT en los Simuladores.

Es conveniente resaltar que para el ***PVT pro versión 5.0*** la función de distribución empleada en la caracterización de la muestra de fluido C-25 fue, exponencial de Pedersen (1988), para la correlación de T_c y P_c se empleo la Riazi and Daubert, y para el peso molecular la de Thomason (1986). También se observo el ajuste que presentaba con otro grupo de correlaciones que trae el simulador dentro de su paquete, pero se descartaron debido a que la anterior fue la que presento el mejor ajuste respecto a los resultados experimentales. ***El PVT Sim versión 17*** se trabajo bajo con la Ecuación de estado de Peng-Robinson y luego se normalizo la envolvente mediante el ajuste por los resultados obtenidos en la prueba de Relación Presión-Volumen RPV.

Las **figura 57 y 58** presentan las envolventes generadas con los datos obtenidos a partir de la composición recombinada del fluido de yacimiento que se muestra en la **Tabla. 16** (para ambos simuladores se cargo la misma composición).

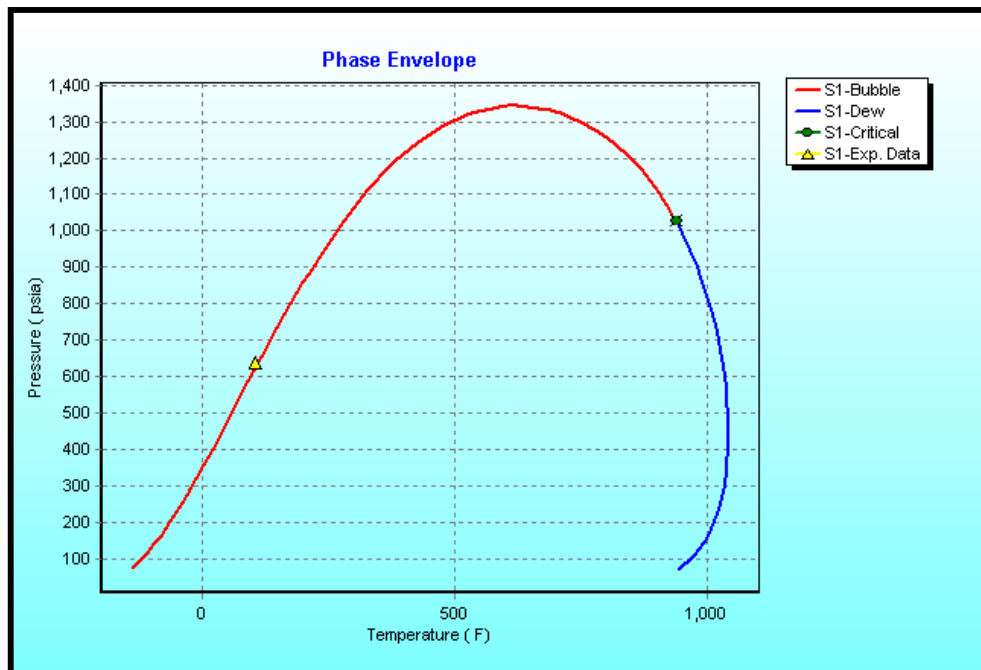


Figura 57: Envolvente de Fases Generada con el Simulador PVT Pro versión 5.0
Fuente: Archivos Simulador PVT Pro versión 5.0

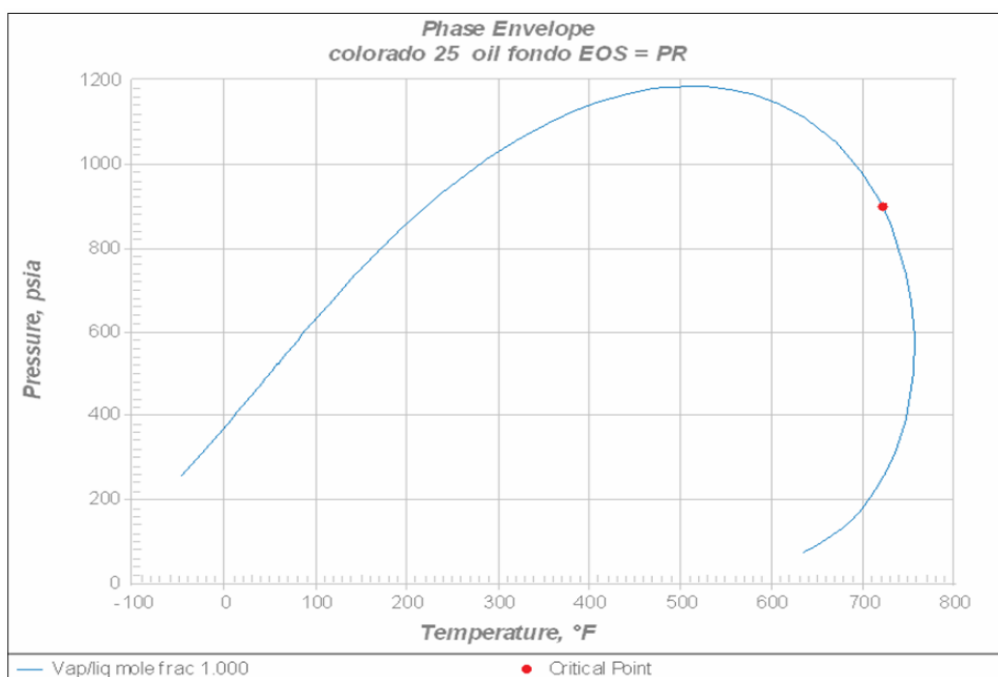


Figura 58: Envolvente de Fases Generada con el Simulador PVT Sim versión 17.0
Fuente: Archivos Simulador PVT Sim versión 17

En base a las anteriores graficas podemos observar que existen mínimas diferencias entre los datos reales (medidos en laboratorio) y los simulados (calculados), estas tendencias nos aseguran que tanto la muestra como los procedimientos de laboratorio (Análisis PVT) que se realizaron en las instalaciones de los laboratorios PVT del Instituto Colombiano del Petróleo-ICP fueron de calidad y debidamente realizadas por parte del equipo de laboratorio, lo cual nos garantiza una absoluta confianza en los datos obtenidos de forma experimental y que podemos concluir que se logro recrear de la manera mas precisa posible el comportamiento termodinámico del fluido de yacimiento del pozo C-25.

Comparación de Resultados Experimentales con Simulados		
Método	Punto de Burbuja	Punto Critico
LAB. Experimental	630Psi @ 104° F	-----
<i>PVT Sim 17</i>	639.78 Psi @ 104° F	900.06 Psi @ 721.9° F
<i>PVT Pro 5.0</i>	623.42Psi @ 104° F	1000 Psi @ 785.8° F

Tabla 21: comparativa de puntos de burbuja y puntos críticos, reales y simulados
Fuente: Autores del Proyecto

De igual forma se presentan las graficas generadas por el simulador **PVT Sim 17** respecto a los resultados obtenidos del Análisis PVT en el LAB, obteniendo al igual que con las envolventes de fases resultados muy similares entre el calculado en el simulador y el experimental. A excepción de un rango de valores de la **Fig.61** para Rs, esto debido a que no se tomaron las consideraciones necesarias dentro del diseño de la prueba que permitiera establecer que la diferencia de presiones entre etapas fuese de similar magnitud por lo cual se genero una relación menor a la esperada alejándola un poco de la tendencia.

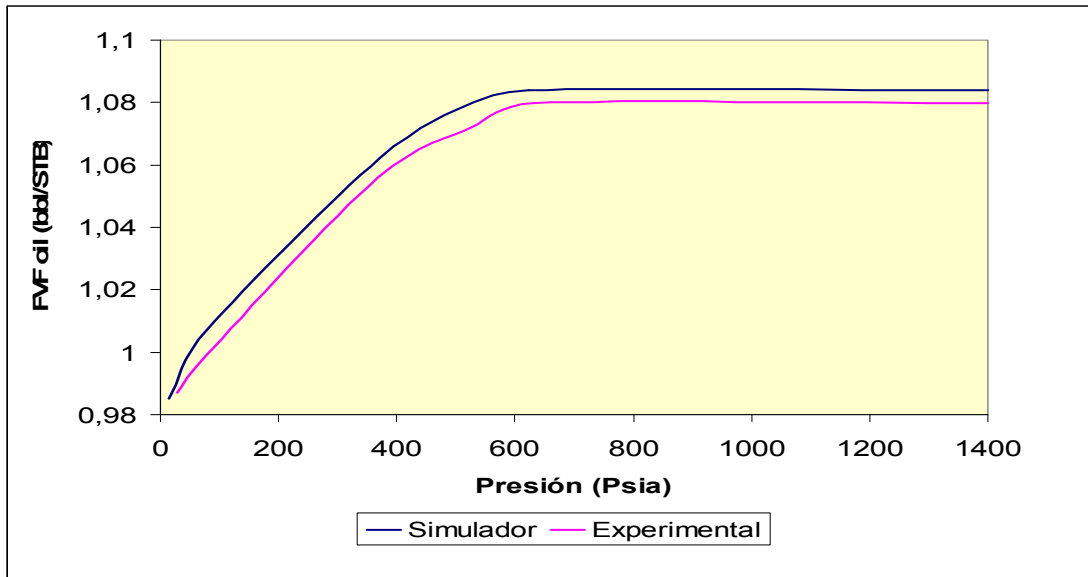


Figura 59: Validación de Resultados experimentales para Factor Volumétrico de Formación del Oil, Bo (bbl/STB).

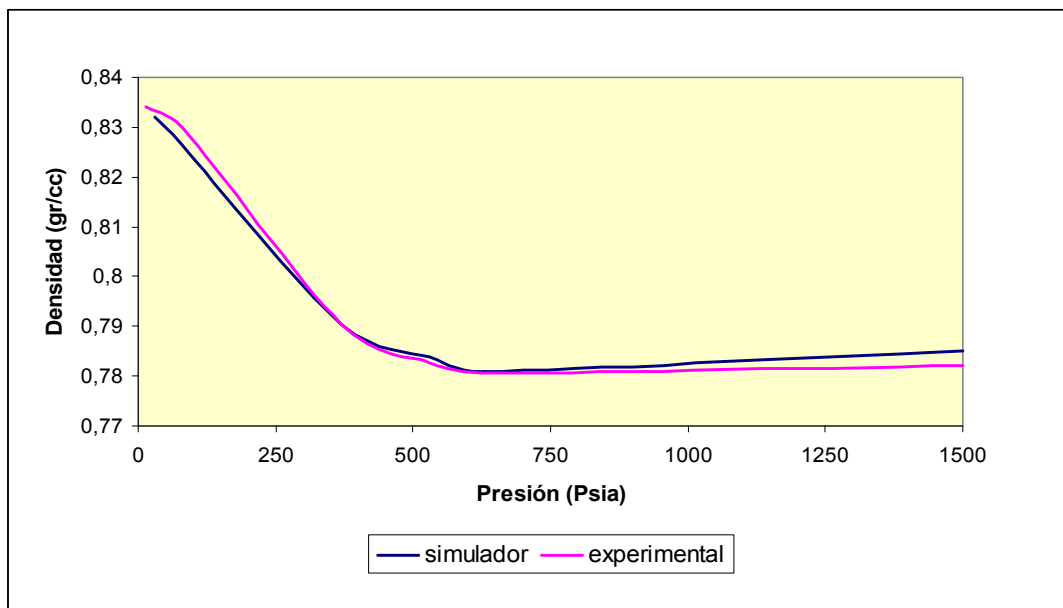


Figura 60: Validación de Resultados experimentales para La densidad del Oil (gr/cc).

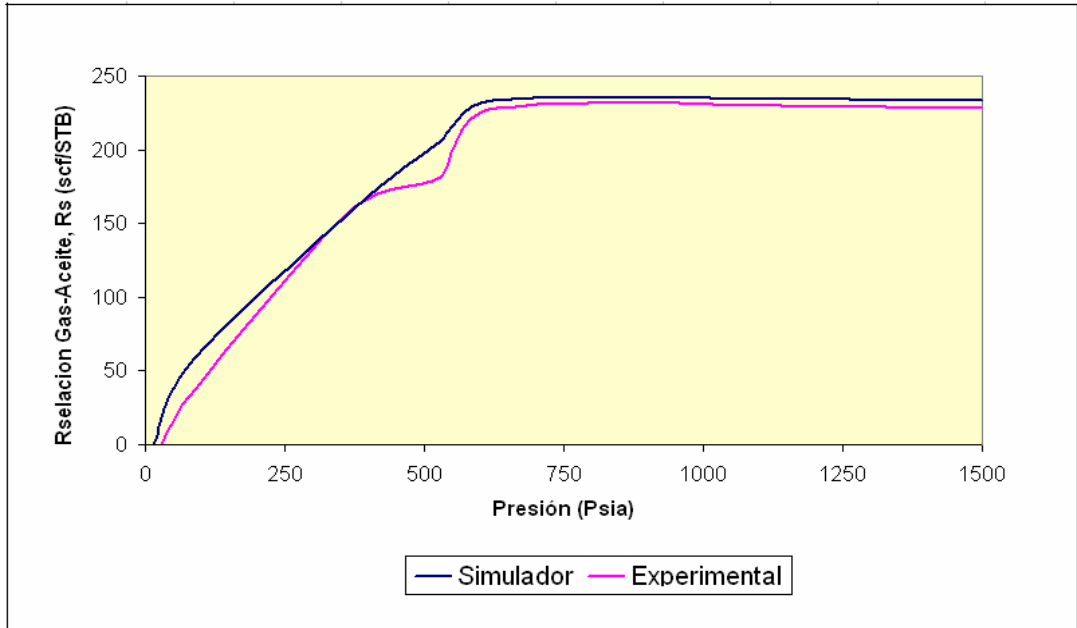


Figura 61: Validación de Resultados experimentales para Relación Gas-Aceite, R_s (scf/STB).

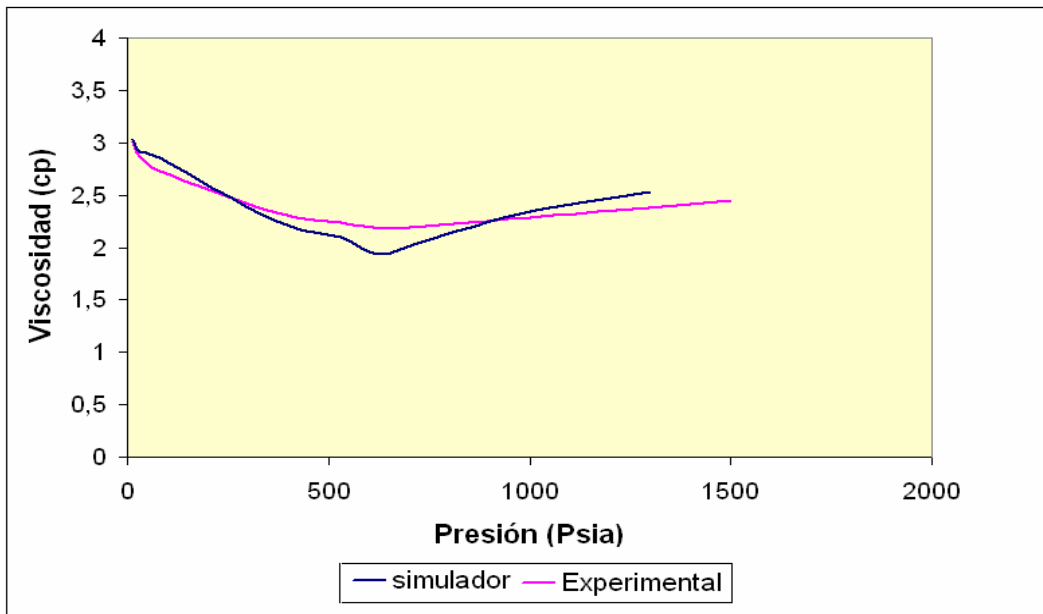


Figura 62: Validación de Resultados experimentales para Viscosidad del oil, (cp).

CONCLUSIONES

- Para la toma de una muestra representativa de fluidos del yacimiento, se debe tener claro cuales son las condiciones en las que se encuentra el campo, en base a esto el diseñar y emplear una propuesta de técnica de muestreo poblacional para delimitar la población investigada nos permite evitar sesgos que afecten la posterior selección del pozo a muestrear.
- El diseño del programa de muestreo de fluidos de yacimiento debe estar ajustado a la geología del yacimiento, al tipo de fluido y al grado de depleción del campo. Además este debe tener en cuenta el estudio a realizar sobre la muestra de fluido a tomar y el aporte que brinda para la correcta caracterización del fluido del yacimiento.
- Al validar los datos de los análisis PVT existentes en el Campo Colorado, se encontró que las presiones de burbuja reportadas en los informes están subestimadas para el caso del Col-43 y Col 49, y sobrestimada para el Col-12. Esto debido a que posiblemente no se espero el tiempo adecuado entre cada nivel o etapa de la prueba, para que el fluido alcanzara el equilibrio termodinámico.
- Con el propósito de garantizar la calidad de la prueba de liberación diferencial, se debe tener en cuenta dentro del diseño de la prueba que la diferencia de presiones que se maneje entre etapas sea de similar magnitud para la totalidad de etapas. Además se debe esperar un tiempo prudente entre etapa y etapa con el fin de que el fluido en la celda alcance

el equilibrio termodinámico para evitar errores que perjudiquen la precisión de los resultados obtenidos.

- De la prueba del separador se determinó que las condiciones óptimas de separación en superficie para el fluido proveniente de la arena B, son 30 psi y 90° F.

RECOMENDACIONES

- De acuerdo al análisis cromatográfico que se realizó a la muestra de gas del pozo Colorado 25 se concluye que el gas presenta un importante valor en el GPM, de acuerdo a lo anterior se recomienda hacer un análisis cromatográfico a otros pozos del campo cuya producción sea en su mayoría gas, esto con el fin de verificar la consistencia de la composición del gas del Campo, de obtener un balance positivo se podría proponer proyectos de estudios para aprovechar económicamente esta característica puesto que solo con la producción de gas del colorado 25 no sería rentable.
- El Análisis PVT realizado sobre el fluido del C-25 permitió determinar el P_b de dicho fluido, que al relacionarlo con los datos del registro de presión y temperatura se observó que la presión en yacimiento se encuentra por encima del punto de saturación, por lo cual el fluido posiblemente se encuentra en una sola fase en este sector del yacimiento. Lo anterior sugiere que este pozo puede aportar significativamente a la producción del Campo, siempre y cuando se consideren proyectos enfocados a su reactivación, ya sea instalando una unidad de bombeo mecánico o a futuro proyectar operaciones de recañoneo que permita aprovechar el potencial que tiene el pozo.
- Se recomienda aplicar la metodología propuesta en el estudio de los fluidos de las arenas C del Campo Colorado, con el fin de aportar mayor información para precisar la caracterización de los fluidos del Campo.

- Se debe Verificar el estado de los equipos de laboratorio PVT antes de comenzar el estudio y realizar en cada uno su respectiva calibración con el fin de obtener resultados de calidad.
- Es necesario disponer de un sistema donde recopilar y cargar los resultados del estudio PVT con el fin de poder interpretar de forma mas eficiente el comportamiento de fases del fluido de yacimiento en estudio.

BIBLIOGRAFÍA

1. Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids" 2nd Ed. Penn Well Books. Tulsa (1990)
2. Ali Danesh."PVT and Phase Behavior of Petroleum reservoir Fluids". Elsevier (1998)
3. Mc Cain W.D. and bridges. B: "Volatile Oils and Retrograde Gases-What's the Difference?" Petroleum Engineer International 35-36.(Jan 1994)
4. "Practical Fluid Behavior Course" by Schlumberger 2002
5. T. Babadagli, U. of Alberta "Mature Field Development – A Review " SPE 93884
6. M.B. Standing, "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems" printed by Millet the printer, Inc. 1977
7. Muhammad Al-Marhoun, King Fahd "Reservoir Fluid Properties - State of the Art and Outlook for Future Development" SPE 101449
8. Kuehl, Robert o. "Diseño experimental; ciencia - experimentos - métodos estadísticos". México: thomson learning, c2001
9. Pérez López, Cesar" Técnicas de muestreo estadístico: teoría, practica y aplicaciones informáticas". México : alfa omega ; Madrid : ra-ma, c2000
10. Azorin poch, francisco "Curso de muestreo y aplicaciones". Madrid : Aguilar, 1969
11. Lagares Paula y Puerto Justo, "población y muestra. técnicas de muestreo" , management mathematics for european schools,2001)
12. Rodriguez Mauricio y Gamez Alonso. Consideraciones Teóricas y Experimentales para Muestreo y Análisis PVT de Fluidos Composicionales Cercanos a la Región Crítica. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2006.

13. N.R. Nagarajan, M.M. Honarpour and K. Sampath, Exxon Mobil Co. "Reservoir Fluid Sampling and Characterization-Key to efficient Reservoir Management" SPE 101517
14. Creek, J.L. and Schrader, M.L.: "*East Painter Reservoir. An Example of a Compositional Gradient From a Gravitational Field.*," Paper 14411 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Las Vegas, Sept. 22 – 25, 1985.
15. Dake, L.P.: *Fundamentals of Reservoir Engineering* Elsevier Scientific Publishing, Co., New York, New York, 1978.
16. Towler, B. F, "Reservoir Engineering Aspects of bottom hole sampling of saturated oils for PVT analysis" paper SPE 19438, SPE 1990
17. Zoltán E. Heinemann and Brigitte E. Weinhardt. TextBook Series, Volumen 2 "Reservoir Fluids" 2004
18. Tarek Ahmed "Reservoir Engineering HandBook" Second Edition 2001

**ANEXO A. FORMATOS DE TRABAJO Y REPORTES DE DATOS
REQUERIDOS PARA EL DESARROLLO DE LAS
PRUEBA PVT**

ENCABEZADO PROCEDIMIENTOS EN LABORATORIO

1	2	4	
	3	5	6
		7	8

Casilla 1

Logotipo de la Empresa.

Casilla 2

División a la que pertenece el manual y laboratorio al cual esta asignado el manual.

Casilla 3

Especificaciones acerca del tipo de procedimiento a realizar.

Casilla 4

Especifica el contenido de la hoja perteneciente al correspondiente procedimiento

Casilla 5

Fecha de Elaboración del Procedimiento

Casilla 6

Código asignado al procedimiento por la empresa

Casilla 7

Numero de veces que ha sido revisado el procedimiento

Casilla 8

Numero total de hojas del procedimiento a realizar

1	2 Control Calidad Muestra	4	
		5 7	6 8

Proyecto:			
Tipo de Muestreo :			
Fecha de Muestreo:			
Empresa :			
Campo :			
Pozo :			
Zona :			
Fecha de Recibo :			
Muestra de Aceite			
Presión de Recibo :		psig	Relación Gas/Aceite : PCS/BF
Temperatura de Recibo:		°F	Volumen de Muestra: cc
Presión Toma de muestra:		psig	Gravedad API :
Temp Toma de muestra:		°F	B.S.W: %
Temperatura Ambiente:		°F	
No Cilindro :			
Presión de Recibo :		psig	Relación Gas/Aceite : PCS/BF
Temperatura de Recibo:		°F	Volumen de Muestra: cc
Presión Toma de muestra:		psig	Gravedad API :
Temp Toma de muestra:		°F	B.S.W: %
Temperatura Ambiente:		°F	
No Cilindro :			
Muestra de Gas			
No Cilindro:			
Presión Toma de muestra:		psig @	°F
Presión de Recibo:		psig @	°F
No Cilindro:			
Presión Toma de muestra:		psig @	°F
Presión de Recibo:		psig @	°F
No Cilindro:			
Presión Toma de muestra:		psig @	°F
Presión de Recibo:		psig @	°F
Observaciones			

1	2 Relación Presión- Volumen	4	
		5 7	6 8

Fecha:		Presión de Transferencia:	
Pozo:		Vol. Muestra inyectada:	
Identificación:			
Presión :		Celda Utilizada:	
Temperatura:			
Bomba Utilizada:			
Ingeniero a Cargo:			
Presión (Psi)	Lectura de Bomba (c.c.)	Observaciones	
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			

1	2 Liberación Diferencial de Gas	4	
		5 7	6 8

Fecha:				Observaciones
Pozo:				
Identificación:				
Presión :		PSI		
Temperatura:		°F		
Bomba:				
Ing. Responsable:				
Datos iniciales de la Densidad PYC				
Presion de Burbuja:				
	BOMBA		Prueba Diferencial	
Lectura inicial linea =		c.c	Etapa:	
			Presión:	psi
Lectura inicial PYC =		c.c		
			Alcanzando Presión	Temp °C
Lectura Final PYC =		c.c	3 K inicial	
			3 K Final	
PYC No. :			Desplazando Gas	
Wpyc empty:		gr	3 K inicial	
Wpyc+sample:		gr	3 K Final	
Densidad PYC :		gr/cc	Volumen de Gas:	
Datos iniciales para Expansión				Oper.
Temperatura (°C):				
Presión Barometrica (psig):				
Volumen Expandido(c.c):				
Peso del PYC+ oil residual (gr):				

1	2 Residual Liberación Diferencial	4	
		5 7	6 8

Fecha:			Celda:	
Proyecto:			Presión:	
Pozo:			Temperatura:	
Ingeniero a cargo:				
3K @ 200 Psi y Tycto=				
3K @ 200 Psi y 90 °F=				
	Peso vacío	Peso con Oil	Peso Oil	3K
Conector y Línea				
Frasco N° 1				
Frasco N° 2				
Frasco N° 3				
Frasco N° 4				
Jeringa				
Beaker				
Densidad Pignómetro Aceite residual				
Peso Pig vacío =				
Peso Pig + Agua =				
Peso Pig + Oil =				
Densidad del agua a T=Tlab.				
<u>Observaciones:</u>				

1	2 Prueba de Separador de 2 Etapas	4	
		5 7	6 8

Fecha:				Observaciones	
Pozo:					
Identificación:					
Presión de separador :					
Temperatura separador:					
Factor de Bomba:					
Ingeniero a Cargo:					
Sistema Separación I Etapa					
CODIGO CROMATOGRAFIA :					
		PYC #			
		Vacio		Con Muestra	
Peso del Pyc (gms)					
Temperatura Ambiente (° F)					
Presión Barométrica (mm Hg)					
Humedad Relativa (%)					
Peso del Patrón (gms)					
Peso Patrón Condensados (gms)					
Lecturas Manómetro de Hg (mm)		-		-	
Sistema Separación II Etapa					
CODIGO CROMATOGRAFIA :					
		PYC #			
		Vacio		Con Muestra	
Peso del Pyc (gms)					
Temperatura Ambiente (° F)					
Presión Barométrica (mm Hg)					
Humedad Relativa (%)					
Peso del Patrón (gms)					
Peso Patrón Condensados (gms)					
Lecturas Manómetro de Hg (mm)		-		-	

1	2 Liberación Instantánea de Gas y Determinación Densidad del Aceite (Pignómetro)	4	
		5 7	6 8

Fecha:		Temperatura Lab. (°F)		
Pozo:		Temperatura Sep. (°F)		
Observaciones		Temperatura Yac. (°F)		
		Presión de Yac. (psi)		
		Presión Barom. (mm Hg)		
		Factor de Bomba		
Cálculo de la Densidad del Aceite por Pignómetro				
	Peso del Pignómetro Vacío		gm	
	Peso del Pignómetro + Agua		gm	
	Peso del Pignómetro + Aceite		gm	
	Peso del Agua en Pignómetro		gm	
	Peso del Aceite en Pignómetro		gm	
	Densidad del Agua @ Tlab		gm/cc	
	Volumen del Pignómetro @ Tlab		cc	
	Densidad del Aceite @ Tlab		gm/cc	
	Densidad del Aceite @ 60 °F		gm/cc	
Cálculo del Volumen del Aceite de Tanque				
	Peso de Tara		gm	
	Peso de Tara + Aceite		gm	
	Peso de Aceite en Tanque		gm	
	Volumen de Aceite @ 60 °F		cc	
Cálculo del Factor Volumetrico de Formación del Aceite				
	Lectura Inicial de Bomba	@		psi
	Lectura Final de Bomba	@		psi
	Factor Volumétrico	@		psi
	V/(V@Pb)	@		psi
	Factor Volumétrico	@	Pb	
Cálculo de la Relación Gas-Aceite				
			ETAPA	
			I	II
	Volumen de Gas en Gasómetro	(cc)		
	Volumen de Gas a Cond. Standard	(cc)		
	Relación Gas-Aceite	(SCF/STB)		

ANEXO B.

**DATOS REGISTRO PRESION Y TEMPERATURA DE LA
MEMORY GAUGE Y CORRELACIÓN TIEMPO-
PROFUNDIDAD**

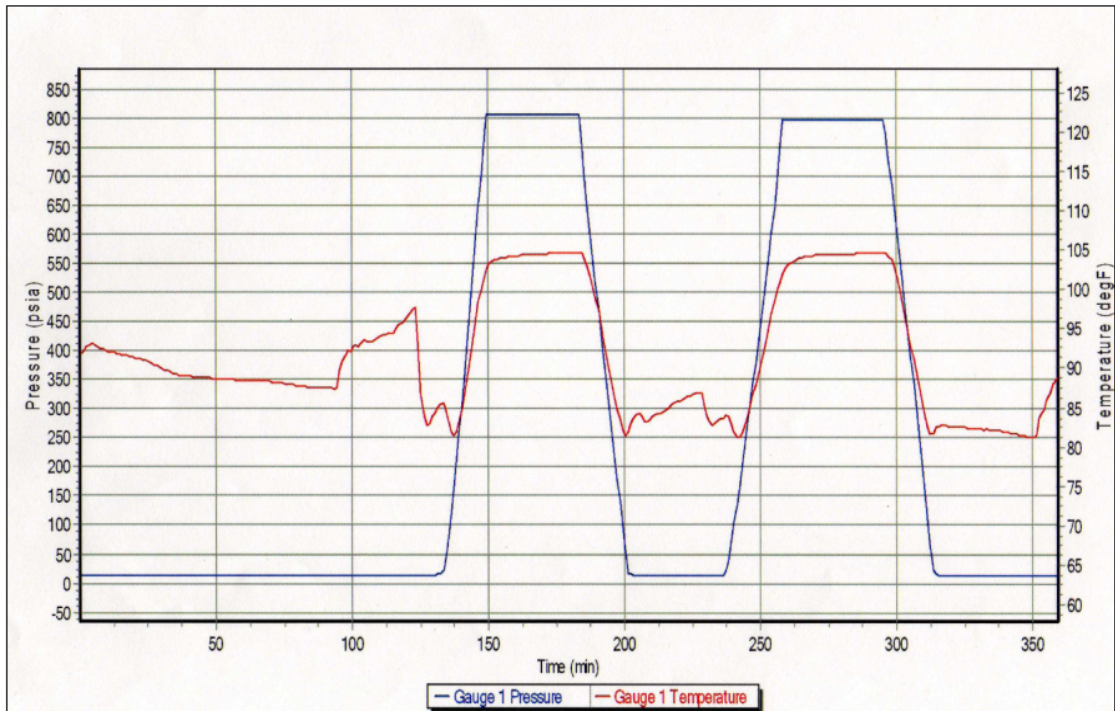


Figura 63. Registro Memory gauge Presión-Temperatura C-25

Muestreo de Fluidos Campo Colorado

Pozo	C-25
Arena	Mugrosa Zona B
Tipo de Muestreo	Subsuelo
Tipo de herramienta	PNL 64
Punto de Muestreo (ft)	2185
Velocidad Cable Slim line(ft/min)	120-140
Nº de Muestra	1
Hora de Inicio	02:10 p.m.
Hora de Disparo Herramienta	02:45 p.m.
Hora de Final	03:22 p.m.

Registro de Tiempo-Profundidad Muestra N° 1

Tiempo (bajando herramienta)	Profundidad(ft)
02:10 p.m.	0
02:11 p.m.	86
02:12 p.m.	140
02:13 p.m.	234
02:14 p.m.	350
02:15 p.m.	483
02:16 p.m.	617
02:17 p.m.	770
02:18 p.m.	918
02:19 p.m.	1077
02:20 p.m.	1237
02:21 p.m.	1394
02:22 p.m.	1554
02:23 p.m.	1716
02:24 p.m.	1870
02:25 p.m.	2007
02:26 p.m.	2130
02:27 p.m.	2185

Registro de Tiempo-Profundidad Muestra N° 1

Tiempo (Subiendo herramienta)	Profundidad(ft)
03:03 p.m.	2185
03:04 p.m.	2130
03:05 p.m.	2002
03:06 p.m.	1862
03:07 p.m.	1745
03:08 p.m.	1628
03:09 p.m.	1500
03:10 p.m.	1379

03:11 p.m.	1240
03:12 p.m.	1100
03:13 p.m.	983
03:14 p.m.	872
03:15 p.m.	759
03:16 p.m.	624
03:17 p.m.	523
03:18 p.m.	409
03:19 p.m.	287
03:20 p.m.	169
03:21 p.m.	44
03:22 p.m.	0

Tabla 22 Correlación Tiempo-Profundidad Muestra N° 1

Muestreo de Fluidos Campo Colorado	
Pozo	C-25
Arena	Mugrosa Zona B
Tipo de Muestreo	Subsuelo
Tipo de herramienta	PNL 64
Punto de Muestreo (ft)	2170
Velocidad Cable Slim line(ft/min)	120-140
N° de Muestra	2
Hora de Inicio	03:56 p.m.
Hora de Disparo Herramienta	04:40 p.m.
Hora de Final	05:13 p.m.

Registro de Tiempo-Profundidad Muestra N° 2

Tiempo (bajando herramienta)	Profundidad(ft)
03:56 p.m.	0
03:57 p.m.	45
03:58 p.m.	115
03:59 p.m.	206
04:00 p.m.	317
04:01 p.m.	392
04:02 p.m.	487
04:03 p.m.	586
04:04 p.m.	690
04:05 p.m.	800
04:06 p.m.	883
04:07 p.m.	984
04:08 p.m.	1100
04:09 p.m.	1183
04:10 p.m.	1295
04:11 p.m.	1402
04:12 p.m.	1504
04:13 p.m.	1634
04:14 p.m.	1750
04:15 p.m.	1880
04:16 p.m.	2000
04:17 a.m.	2121
04:18 a.m.	2170

Registro de Tiempo-Profundidad Muestra N° 2	
Tiempo (subiendo herramienta)	Profundidad(ft)
04:55 p.m.	2170
04:56 p.m.	2065
04:57 p.m.	1964
04:58 p.m.	1853
04:59 p.m.	1737
05:00 p.m.	1614
05:01 p.m.	1500
05:02 p.m.	1378
05:03 p.m.	1235
05:04 p.m.	1102
05:05 p.m.	989
05:06 p.m.	840
05:07 p.m.	750
05:08 p.m.	594
05:09 p.m.	492
05:10 p.m.	360
05:11 p.m.	229
05:12 p.m.	95
05:13 p.m.	0

Tabla. 23 Correlación Tiempo-Profundidad Muestra N° 2

ANEXO C.

**DATOS DE LOS 14 POZOS PRESELECCIONADOS PARA
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE MUESTREO DE FONDO**

POZO	C-11		C-12			C-16	C-25
ESTADO ACTUAL (Informe ECOPETROL 2003)	Inactivo (Drenado por el Operador)		Activo			Abandonado Temporalmente (Drenado por el operador)	Abandonado Temporalmente (Drenado por el operador)
BLOQUE	II		II			I	I
PROFUNDIDAD (ft)	4700		6070			4252	2520
DIAMETRO EXTERNO (Plg)	T: 2 7/8 C: 6 5/8		T: 2 7/8 C: 6 5/8			T: 2 7/8 C: 6 5/8	T: 2 ½ C: 6 5/8
UNIDAD DE LEVANTAMIENTO	NR		U.B.M.			NR	NR
INTERVALOS PRODUCTORES (ft)	3800 - 4345		5254 – 5933			1496-1855 3435-3444	1888-1889 2120-2215
ACUMULADO DE ACEITE (Bls)	101995		129153			39475	12018
ACUMULADO DE GAS (Mpc)	101806		508952			75798	32031
ACUMULADO DE AGUA (Bls)	32755		5778			1062	698
GOR PROMEDIO (SCF/STB)	1000 (1957)		5000 (2005)			4000(1977)	2800(1959)
° API ACEITE	39.4		35.7			35.6	NR
TRABAJOS REALIZADOS (Informe ECOPETROL 2003)	Recañoneo -1946	Acidificación -1955	Fractura-miento -1960	Cañoneo Adicional -1961	Limpieza de Arenas -1974	Fracturamiento (1954, 1956)	Acidificación(1954)
PRESION ESTATICA DEL POZO (Psi) *	NR		801			511	582
NIVEL DE LIQUIDO EN EL POZO (ft) *	769 (Enero de 1984)		2200(2001)			1404	1600
PRODUCCION (BPD)	3 (Diciembre 1986)		2 (2005)			0 (2001)	4 (ultima en 1959)
ESTADO MECANICO	Bomba RHBC 2 1/2"X1 1/2" X16' (4037-4053') ENE/84		Bomba RHBC 2 X1 1/4"X8' X10' (5358-5368') DIC/96			Bomba RWT 2 X1 1/2"X10' (3181-3191') Sep-74	Bomba 2072'-2080' 2"X11/2"X8' AGT/54
PROFUNDIDAD BOMBA (ft) *	4000		5700			3300	2000
OBSERVACIONES	Abandonado desde 1988, se retiro unidad de bombeo y se cerro por Bajo potencial.		En varias oportunidades se le ha inyectado aceite caliente y se le ha realizado mantenimiento			Se retiro unidad de bombeo en 1982, se le ha inyectado aceite caliente y la producción bajo de 2 a 0.1 BPD, se ha realizado limpieza de arenas. Tiene Buen potencial.	Se retiro unidad de bombeo en 1960 y presento manifestación de aceite en superficie en 1982.

POZO	C-36			C-37	C-38		
ESTADO ACTUAL (Informe ECOPEPETROL 2003)	Activo			Activo en Diferida	Activo		
BLOQUE	V			VI	I		
PROFUNDIDAD (ft)	6048			7069	4220		
DIAMETRO EXTERNO (PIg)	T: 2 7/8 C: 6 5/8			T: 2 3/8 C: 6 5/8	T: 2 3/8 C: 6 5/8		
UNIDAD DE LEVANTAMIENTO	Unidad Buena, Caja mala. U.B. M.			Unidad Buena, Caja Mala. U.B.M.	Unidad Buena, Caja Buena. U.B.M.		
INTERVALOS PRODUCTORES (ft)	2044-2363			2154-2342 3216-3812 4872-5236	1812-1943 2110-2118 3384-3506		
ACUMULADO DE ACEITE (BIs)	282232			277156	518733		
ACUMULADO DE GAS (Mpc)	1400770			622685	904216		
ACUMULADO DE AGUA (BIs)	5463			15633	33303		
GOR PROMEDIO (SCF/STB) ° API ACEITE	10000(2005) NR			3000(2005) 37.8	2500(2004) 36.7		
TRABAJOS REALIZADOS (Informe ECOPEPETROL 2003)	Fracturamiento(1958)	Recompletamiento(1958)	Cañoneo Adicional(1961)	Cañonea Adicional(1968)	Cañoneo Adicional(1954)	Fracturamiento(1955)	Limpieza de Arenas(1955)
PRESION ESTATICA DEL POZO (Psi) *	510			582	473		
NIVEL DE LIQUIDO EN EL POZO (ft) *	400			1600	1000		
PRODUCCION (BPD)	6BIs (2001) Ultima 2003 sin reporte			7(2005)	10(2005)		
ESTADO MECANICO	Bomba RHBC 2"X11/4'X8'X10' (2278'-2288') OCT/96			Bomba RHBC 2 1/2"X1 1/4" X8'X10' (4466-4476') OCT/96	Bomba RWBC 2" X1 1/2" X10' (2450-2460') NOV/96		
PROFUNDIDAD BOMBA (ft) *	2300			5000	4000		
OBSERVACIONES	Se realizo una prueba de presión en 1996 y bomba en fondo según informe 2001.			Se le ha inyectado aceite caliente y realizado limpieza de parafina y mantenimiento.	Se le ha inyectado aceite caliente, estuvo inactivo de 1998 a 2001.se realizo presión de fondo y gradiente estático en 1996.		

POZO	C-57	C-60	C-64	C-69
ESTADO ACTUAL(Informe ECOPETROL 2003)	Abandonado Temporalmente(Drenado por el operador)	Abandonado Temporalmente(Drenado por el operador)	Abandonado temporalmente(Drenado por el operador)	Activo en Diferida
BLOQUE	VI	I	II	III
PROFUNDIDAD (ft)	6118	6866	3688	6383
DIAMETRO INTERNO (Pig)	T: 2 ½ C: 5 ½	T: 2 7/8 C: 5 ½	T: 2 ½ C: 5 ½	T: 2 3/8 C: 5 ½
UNIDAD DE LEVANTAMIENTO	NR	Sin unidad	NR	Unidad buena sin guarda correas. U.B.M.
INTERVALOS PRODUCTORES (ft)	3652-3704 5026-5670	1805-1810 2425-2762 3320-3596 4275-4294 5384-5710	2622-3438	2133-2338
ACUMULADO DE ACEITE (Bls)	5252	67425	16753	72929
ACUMULADO DE GAS (Mpc)	26516	496391	28206	176296
ACUMULADO DE AGUA (Bls)	145	3326	342	6843
GOR PROMEDIO (SCF/STB)	5000(1963)	7500(1986)	2500(1980)	7500(2500)
° API ACEITE	NR	36.4	NR	NR
TRABAJOS REALIZADOS(Informe ECOPETROL 2003)	Fracturamiento hidráulico Intervalos 5444-5670	Limpieza de Parafinas (1961 y 1974), mantenimiento en julio de 1978	NR	Limpieza de Parafina (1970 y 1995)
PRESION ESTATICA DEL POZO (Psi) *	NR	NR	692	619
NIVEL DE LIQUIDO EN EL POZO (ft) *	NR	NR	1900	1700
PRODUCCION (BPD)	4(1962)	2(1986)	40 (1979)	2(2005)
ESTADO MECANICO	No tiene Bomba	Bomba RWTC 2 " X1 1/16"X8' (5292-5300') NOV/84	Se retiro sarta y unidad en 1965 y 1967 respectivamente	Bomba RWT 2 " X1 1/4"X8X10' (3181-3191') SEPT/74
PROFUNDIDAD BOMBA (ft) *	No tiene Bomba	5200	3300	6100
OBSERVACIONES	Se abandono desde Marzo de 1963, se saco bomba y varillas en 1966	En 1978 se realizo prueba de fondo y se encontró a 5273'. Tambien se le ha inyectado aceite caliente.	Se reactivo en el periodo 1972-1980 con unidad CE-D-40.	Se le ha inyectado aceite caliente y realizado mantenimiento.

POZO	C-70	C-75	C-76
ESTADO ACTUAL(Informe ECOPELROL 2003)	Activo	Activo	Activo(Drenado por el operador)
BLOQUE	II	V	II
PROFUNDIDAD (ft)	3811	5656	6192
DIAMETRO INTERNO (Pig)	T: 2 7/8 C: 5 ½	T: 2 3/8 C: 5 ½	T: 2 3/8 C: 5 ½
UNIDAD DE LEVANTAMIENTO	Unidad buena sin guarda correas.U.B.M.	Unidad Buena sin guarda correas. U.B.M.	unidad buena , guarda correas malo, caja reductora mala, pines malos. U.B.M.
INTERVALOS PRODUCTORES (ft)	2957-3166 aceite caliente. En 1995 se	4530-5534	4210-6002
ACUMULADO DE ACEITE (Bls)	39232	96854	63715
ACUMULADO DE GAS (Mpc)	170050	427576	526568
ACUMULADO DE AGUA (Bls)	3126	2378	1350
GOR PROMEDIO (SCF/STB)	15000(2005)	15000(2005)	20000(2005)
° API ACEITE	39	NR	NR
TRABAJOS REALIZADOS(Informe ECOPELROL 2003)	Tratamiento Químico en 1996	Limpiezas de Parafina(1964,1965 y 1968)	Cañoneo adicional (1970)
PRESION ESTATICA DEL POZO (Psi) *	604	734	577
NIVEL DE LIQUIDO EN EL POZO (ft) *	1658	2017	1585
PRODUCCION (BPD)	2(2005)	2(2005)	2(2005)
ESTADO MECANICO	2 " X1 1/4"X8' x10' (3349-3359') NOV/96	Bomba RHBC 2 " X1 1/4"X8'X10' (4995-5005') ENE/95	Bomba RHBC 2 " X1 1/4"X12'X16' (4524-4540') SEP/97
PROFUNDIDAD BOMBA (ft) *	3300	5400	5800
OBSERVACIONES	NR	Se le ha inyectado aceite Caliente y realizado mantenimiento.	Se ha realizado mantenimiento y también se le ha inyectado bajo sarta de producción.

Tabla 24. Pozos Seleccionados para estudio de Factibilidad de Muestreo de Fondo

ANEXO D.

**VOLUMENES RELATIVOS CORREGIDOS DE LOS PVTs
ORIGINALES A PARTIR DE LA NORMALIZACION DE LA
FUNCION Y**

Presion, Psi	Pb-P, psi	Relative total Volumen, Vt/Vb	(Vt/Vb)-1	Y=Pb-P/P*(Vt/Vb-1)	Vrel Corregido
5000		0,9754			
4500		0,9807			
4000		0,9863			
3600		0,9912			
3400		0,9936			
3300		0,9953			
3200		0,9966			
3100		0,998			
3000		0,9994			
2958	0	1	0		
2916	42	1,0034	0,0034	4,236262406	1,003880972
2904	54	1,0045	0,0045	4,132231405	1,005021852
2822	136	1,0139	0,0139	3,467105833	1,0132209
2727	231	1,025	0,025	3,388338834	1,023671964
2565	393	1,0474	0,0474	3,232412959	1,04422369
2307	651	1,0924	0,0924	3,053946487	1,085946616
2025	933	1,1602	0,1602	2,876034586	1,149345508
1724	1234	1,2625	0,2625	2,726770523	1,249093908
1435	1523	1,4107	0,4107	2,584183204	1,397437848
1149	1809	1,6393	0,6393	2,462713175	1,637565008
900	2058	1,9715	0,9715	2,353748499	1,996621569
700	2258	2,4213	1,4213	2,26955202	2,497644407
572	2386	3,0983	2,0983	1,987956284	3,021090048
373	2585	4,2255	3,2255	2,148595537	4,601942654

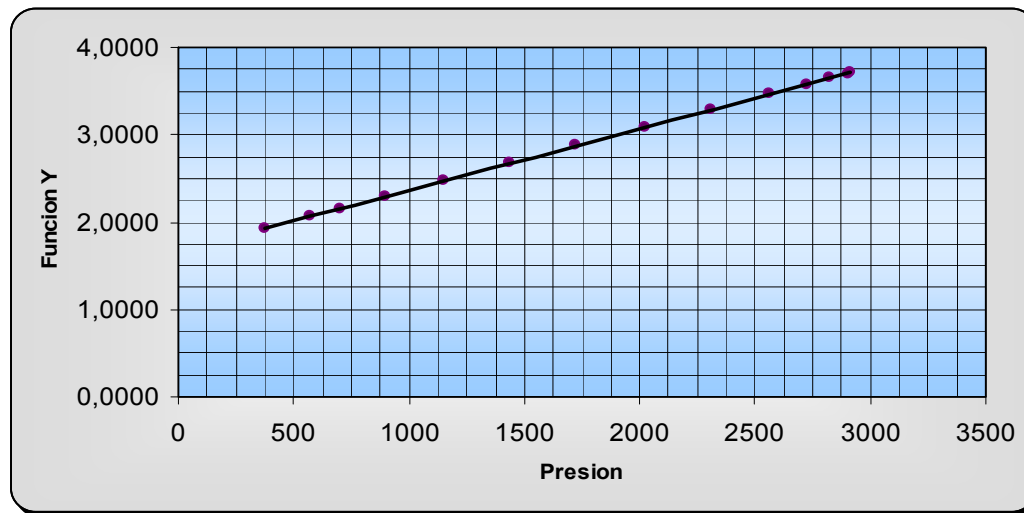
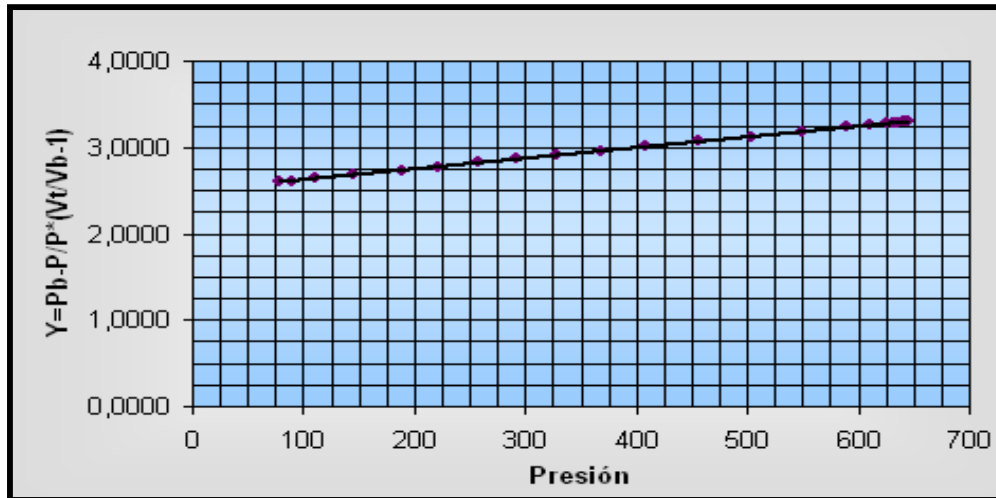


Tabla. 25 y Figura. 64 Datos y Normalización Función Y C-12

a	1,6619
b	0,0007028

Presion, Psi	Pb-P, psi	Relative total Volumen, Vt/Vb	(Vt/Vb)-1	Y=Pb-P/P*(Vt/Vb-1)	Vrel Corregido
3000		0,9837			
2500		0,9869			
2000		0,9902			
1500		0,9937			
1200		0,9957			
1000		0,9973			
900		0,9981			
800		0,9987			
700		0,9996			
648	0	1	0		
644	4	1,0021	0,0021	2,957704821	1,001881423
640	8	1,0043	0,0043	2,906976744	1,003792074
636	12	1,0064	0,0064	2,948113208	1,005732531
632	16	1,0086	0,0086	2,943773918	1,007703385
625	23	1,0122	0,0122	3,016393443	1,011227362
610	38	1,0175	0,0175	3,55971897	1,019114403
589	59	1,0283	0,0283	3,539568173	1,030983862
550	98	1,0497	0,0497	3,585147247	1,055952888
504	144	1,0819	0,0819	3,488574917	1,091360492
456	192	1,125	0,125	3,368421053	1,137254663
409	239	1,1788	0,1788	3,268188357	1,194184439
368	280	1,2437	0,2437	3,122156607	1,2571975
329	319	1,3188	0,3188	3,041420525	1,33321592
291	357	1,4157	0,4157	2,951176627	1,42856089
258	390	1,5343	0,5343	2,829174447	1,535734091
222	426	1,696	0,696	2,757067412	1,691039008
189	459	1,9117	0,9117	2,663783513	1,887684989
145	503	2,3289	1,3289	2,61040373	2,293827557
110	538	2,9711	1,9711	2,481309467	2,854255392
90	558	3,4974	2,4974	2,482581885	3,372922762
78	570	4,0361	3,0361	2,406933997	3,812925018

Tabla. 26 y Figura. 65 Datos y Normalización Función Y C-43



a	2,50096
b	0,0012428

Presion, Psi	Pb-P, psi	Vrel, Vt/Vb	(Vt/Vb)-1	Y=Pb-P/P*(Vt/Vb-1)	Vrel Corregido
5000		0,9683			
4500		0,9728			
4000		0,9777			
3500		0,9829			
3000		0,9884			
2700		0,9919			
2500		0,9944			
2300		0,997			
2200		0,9983			
2078	0	1	0		
2066	12	1,0023	0,0023	2,525358811	1,002274558
2056	22	1,0046	0,0046	2,326171545	1,004197274
1967	111	1,0222	0,0222	2,541942044	1,022467911
1865	213	1,0449	0,0449	2,543632857	1,046268763
1697	381	1,0905	0,0905	2,480816	1,093658451
1509	569	1,159	0,159	2,371515144	1,162709694
1321	757	1,2508	0,2508	2,284891225	1,256084985
1136	942	1,377	0,377	2,199536743	1,384025239
963	1115	1,5496	0,5496	2,10669593	1,555066205
825	1253	1,7455	0,7455	2,03727415	1,74911627
719	1359	1,9529	0,9529	1,983550398	1,953406354
566	1512	2,4055	1,4055	1,900660329	2,393064442
432	1646	3,0864	2,0864	1,826200721	3,047591716
313	1765	4,2203	3,2203	1,751072147	4,114840109

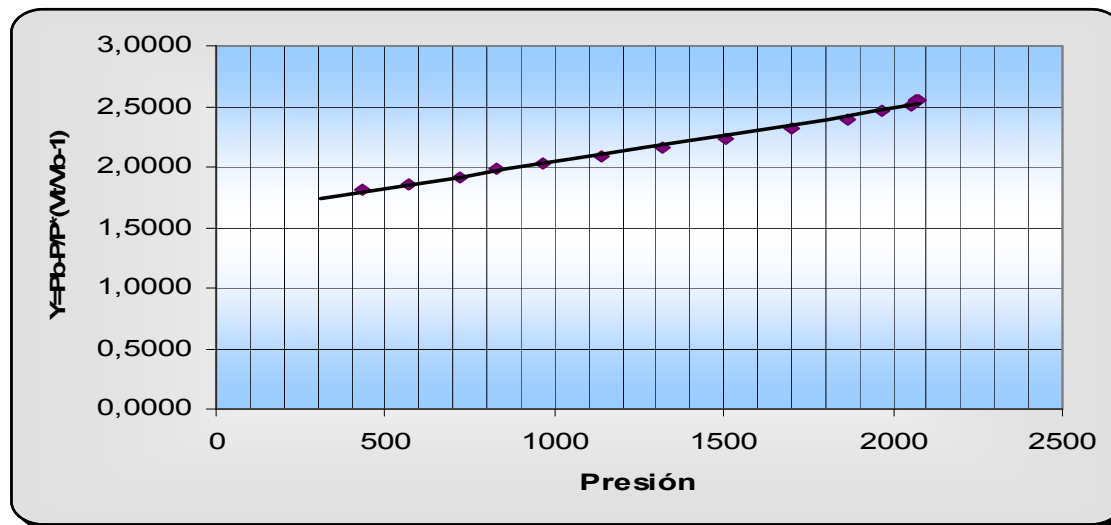


Tabla. 27 y Figura. 66 Datos y Normalización Función Y C-49

a	1,677651
b	0,00042399

ANEXO E.

**DATOS DEL ANALISIS PVT DEL FLUIDO DEL CAMPO
COLORADO POZO C-25**

PRESION (psia)	VOLUMEN RELATIVO (Vt/Vsat) (a)	FUNCION "Y" Adimensional (b)
2515	0.9878	
2015	0.9929	
1515	0.9955	
1015	0.9971	
815	0.9981	
650	0.9986	
630	1.0000	
614	1.0009	22.839
598	1.0029	16.520
590	1.0047	13.160
585	1.0066	10.891
581	1.0084	9.431

Pb =

(a) Volumen relativo total: barriles a la presión y temperatura indicada por barril de aceite en el punto de burbuja.

$$(b) Y = \frac{P_b - P}{P(V_t/V_{sat} - 1)}$$

Tabla 28: Valores Función Y
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

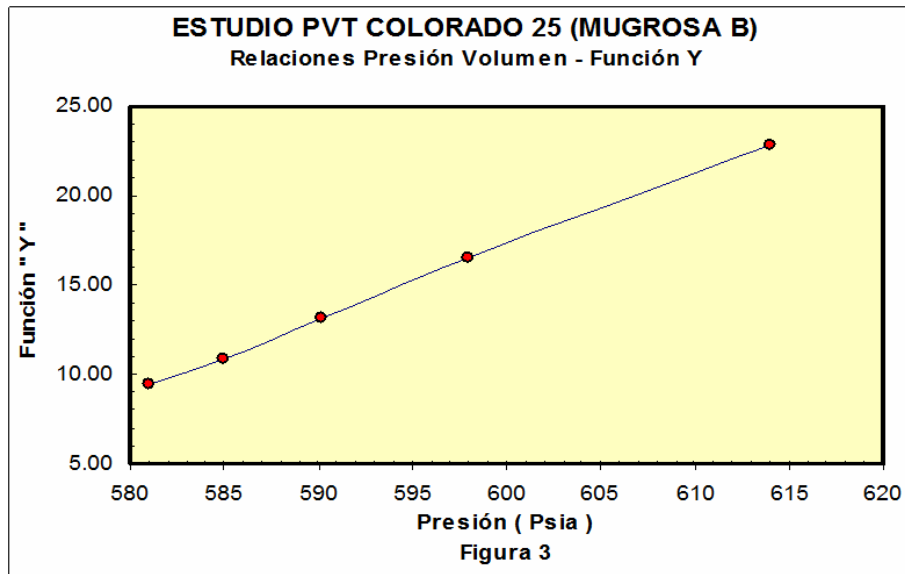


Figura 67: Funcion Y
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

RELACIONES PRESION-VOLUMEN

Muestra de Fondo **COLORADO 25**
 Observaciones:RPV, Presión de Saturación
 RPV @ T = 104 °F
 Presión yto: 815
 psia
 Enero 3 / 2008

LECTURA (c.c)	PRESION (psig)
195,80	3000
195,45	2500
195,09	2000
194,74	1500
194,35	1000
194,17	800
193,95	632
193,90	620
193,80	616
193,60	610
193,30	598
192,80	580
191,80	549
190,00	499
185,00	403
175,00	297

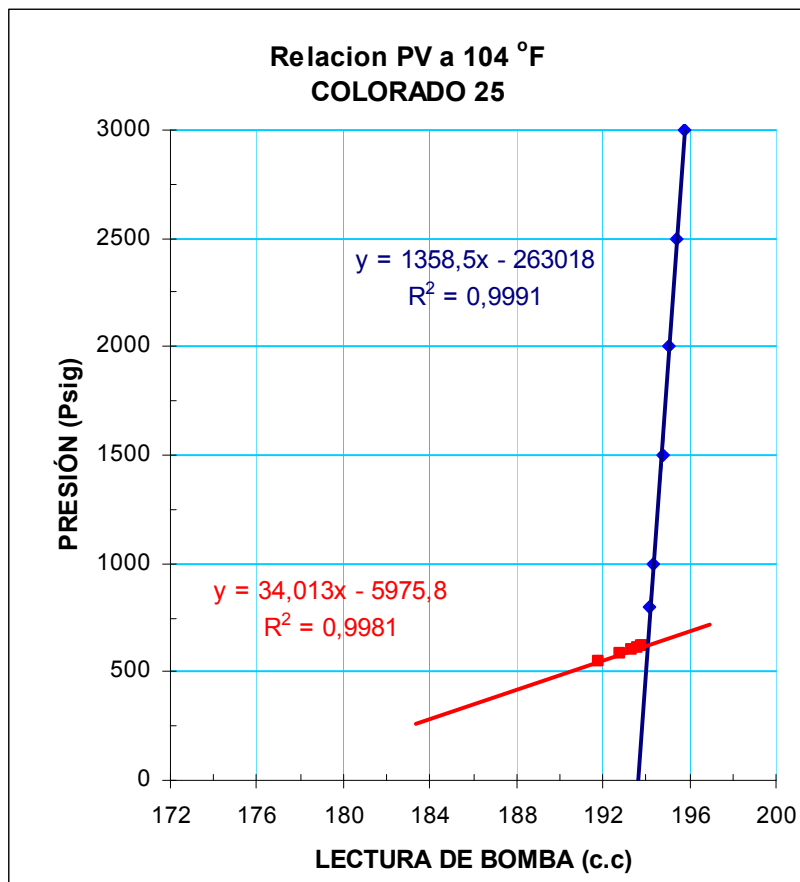


Figura 68: RPV a temperatura = 104°F
 Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

PB = **625** 640
 psig psia

RELACIONES PRESION-VOLUMEN

Muestra de Fondo **COLORADO 25**

Observaciones:RPV, Presión de Saturación

RPV @ T = 90 °F

Presión yto: 815

psia

Enero 4 / 2008

LECTURA (c.c)	PRESION (psig)
196,55	3000
196,23	2500
195,89	2000
195,53	1500
195,14	1000
194,98	800
194,75	610
194,65	586
194,50	581
194,30	573
194,00	563
193,00	530
190,00	453

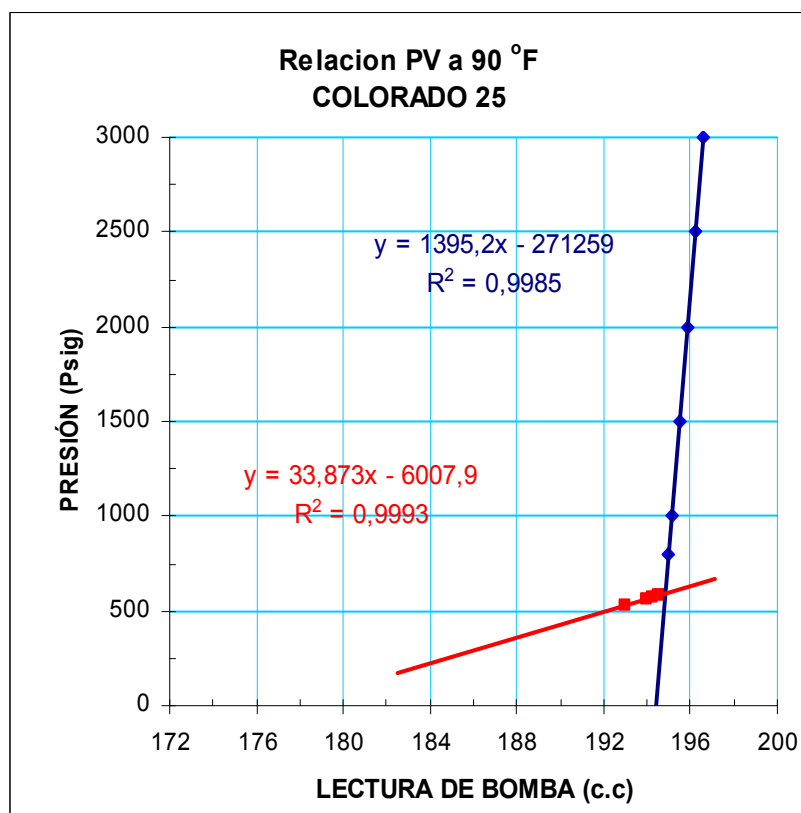


Figura 69: RPV a temperatura = 90°F
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

PB =

592
psig

607
psia

RELACIONES PRESION-VOLUMEN

Muestra de Fondo **COLORADO 25**
 Observaciones:RPV, Presión de Saturación
 RPV @ T = 61,6 °F
 Presión yto: 815
 psia
 Enero 8 / 2008

LECTURA (c.c)	PRESION (psig)
197,93	3000
197,31	2000
196,96	1500
196,60	1000
196,41	750
196,15	523
196,00	519
195,90	515
195,70	509
195,40	500
194,90	485
194,00	462
192,00	416

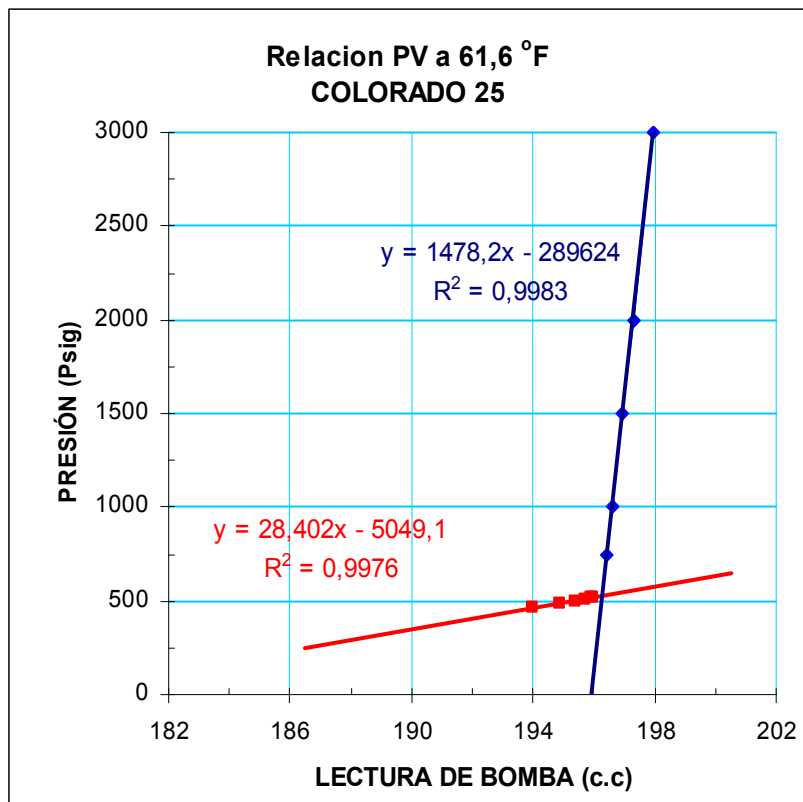


Figura 70: RPV a temperatura = 61,6°F
 Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

PB = **526** 541
 psig psia

ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)
Prueba de Liberación Diferencial

Temperatura de Yacimiento 104 °F

Presión (psia)	Densidad del Aceite (gm/cm3)	FVF del Aceite [1] Bod	FVF Total [2] (BY/BF)	RGA en solución [3] Rsd	G.E. del Gas	G.E. del Gas Acumulado	Factor de Desviación Z	FVF del Gas [4] (PCY/PCN)	Fac. de Exp. del Gas (PCN/PCY)
629	0.7810	1.0798	1.4242	228.6133					
529	0.7839	1.0725	1.6426	181.687	0.677	0.6765	1.0393	0.0163	61.488
369	0.7904	1.0561	5.79684	159.362	0.711	0.7010	0.9728	0.0491	20.349
79	0.8263	0.9991	4.49239	32.579	0.950	0.8297	1.3130	0.6315	1.583
29	0.8319	0.9870	1.16347	0.000	1.387	0.9410	1.2670	0.4537	2.204

Densidad del Aceite Residual @ 60°F es **0.83300** gm/cm3 (**38.37** ° API)

- [1] Barriles de petróleo a las presiones indicadas por barril de petróleo residual @ 60 °F.
- [2] Barriles de petróleo más gas liberado a las presiones indicadas por barril de petróleo residual @ 60 °F.
- [3] Pies cúbicos de gas a 14.7 psia y 60 °F por barril de petróleo residual @ 60 °F.
- [4] Pies cúbicos de gas a las presiones indicadas por pié cúbico @ 14.7 psia y 60 °F.

Tabla 29: Propiedades Fluido en la Celda Prueba Liberación Diferencial
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)
Composición Molar del Gas en la Prueba de Liberación Diferencial

ETAPAS DE LA DIFERENCIAL
PRE SION (PSIA)

COMPONENTE	530	370	80	30	
	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	
Nitrógeno	0.362	0.249	0.176	0.191	
Dióxido de Carbono.	0.007	0.007	0.006	0.016	
Metano	83.407	78.575	51.546	17.322	
Etano	10.344	13.471	25.701	28.513	
Propano	3.906	5.209	14.613	29.868	
Iso-Butano	0.526	0.693	2.192	5.770	
N-Butano	0.835	1.097	3.584	10.282	
Iso-Pentano	0.200	0.254	0.826	2.740	
N-Pentano	0.187	0.236	0.759	2.611	
Hexanos	0.116	0.136	0.398	1.624	
Heptanos	0.080	0.055	0.144	0.745	
Octanos	0.020	0.009	0.032	0.200	
Nonanos	0.002	0.001	0.003	0.017	
Decanos	0.001	0.000	0.000	0.001	
Undecanos	0.000	0.001	0.000	0.000	
Benzeno	0.004	0.004	0.014	0.064	
Tolueno	0.003	0.002	0.006	0.037	
B. Propiedades : calculadas con base en el análisis composicional.					
Peso Molecular (lb/lbmol).	19.592	20.602	27.521	40.174	
Gravedad Especifica	0.6765	0.7114	0.9503	1.3872	
G.P.M. (Gal/MPC)	1.7453	2.2680	6.6842	16.3946	
BTU Bruto (Bruto/PC)	1194.987	1251.171	1623.881	2300.343	
BTU Neto (Neto/PC)	1082.182	1134.586	1482.385	2113.558	

Tabla 30: Composición Molar Gas Retirado en la Prueba de Liberación Diferencial
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)
Composición Molar del Residual en la Prueba Diferencial

Componentes	Wt %	Mol %	MW	Densidad a 60 °F (g/cc)
Nitrógeno	0.0000	0.0000	28.01	0.808
Dióxido de Carbono	0.0000	0.0000	44.01	0.827
Metano	0.0000	0.0000	16.04	0.300
Etano	0.0000	0.0000	30.07	0.356
Propano	0.6375	2.8854	44.1	0.508
Isobutano	0.3066	1.0531	58.12	0.563
Normal Butano	0.8706	2.9899	58.12	0.584
Isopentano	0.7626	2.1098	72.15	0.625
Normal Pentano	0.9893	2.7371	72.15	0.631
Hexanos	2.0960	4.9808	84	0.685
Heptanos	3.3190	6.9010	96	0.722
Octanos	4.3732	8.1583	107	0.745
Nonanos	4.5504	7.5066	121	0.764
Decanos	4.3308	6.4512	134	0.778
Undecanos	3.7226	5.0549	147	0.789
Dodecanos	3.4386	4.2632	161	0.800
Tridecanos	3.9216	4.4730	175	0.811
Tetradecanos	3.5078	3.6852	190	0.822
Pentadecanos	3.6460	3.5329	206	0.832
Hexadecanos	3.2177	2.8932	222	0.839
Heptadecanos	3.0085	2.5339	237	0.847
Octadecanos	3.1062	2.4702	251	0.852
Nonadecanos	3.0415	2.3084	263	0.857
Eicosanos	2.7069	1.9648	275	0.862
Heneicosanos	2.4507	1.6810	291	0.867
Docosanos	2.4222	1.5852	305	0.872
Tricosanos	2.2668	1.4229	318	0.877
Tetraicosanos	2.0433	1.2322	331	0.881
Pentacosanos	2.1302	1.2325	345	0.885
Hexacosanos	1.6755	0.9316	359	0.889
Heptacosanos	1.9535	1.0426	374	0.893
Octacosanos	1.7024	0.8758	388	0.896
Nonacosanos	1.5108	0.7502	402	0.899
Triacotanos plus	25.6374	8.8232	580	0.934
Benzeno	0.1381	0.3530	78.1	0.884
Tolueno	0.5158	1.1168	92.2	0.872

Peso Molecular del Residual : **199.610 lb/lb-mol**
Densidad del Residual : **0.8330 gm / cc**

Tabla 31: Composición Molar del Aceite Residual en la Prueba de Liberación Diferencial
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)
Prueba de Liberación Instantánea

Temperatura de Superficie

90°F

Condiciones de Separación (psig @ °F)		Relación Gas-Aceite			Factor Volumétrico de Formación Bofb [2]	Densidad del Aceite @60°F (gm/cm3)	Gravedad API del Aceite de Tanque@60°F	Gravedad Especifica del Gas Liberado*
		I Etapa (Separador) [1]	II Etapa (Tanque) [1]	Total Tanque+Sep Rsfb[1]				
60	90	183.00	45.00	228.00	1.0350	0.8290	39.188	0.853
50	90	191.00	36.00	227.00	1.0300	0.8270	39.600	0.867
30	90	196.00	30.00	226.00	1.0197	0.8250	40.015	0.886
15	90	210.00	15.00	225.00	1.0201	0.8280	39.394	0.985

* En primera etapa

** Condiciones Actuales de Separación

[1] Relación Gas-Aceite en pies cúbicos de gas @ 60°F y 14.7 psia por barril de petróleo de tanque @ 60°F.

[2] Factor Volumétrico de Formación es los barriles de petróleo saturado a la presión de burbuja y temperatura de yacimiento por barril de petróleo de tanque @ 60 °F.

Tabla 32: Propiedades medidas en cada etapa de Separación prueba del separador
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)
Composición Molar del Gas en la Prueba de Liberación Instantánea

Temperatura de Yacimiento 104 °F

	PRESIONES DEL SEPARADOR A LAS CUALES SE REALIZO LA PRUEBA							
	60 PSIG		50 PSIG		30 PSIG		15 PSIG	
	1 Etapa	2 Etapa	1 Etapa	2 Etapa	1 Etapa	2 Etapa	1 Etapa	2 Etapa
	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL
Nitrógeno	0.370	0.166	0.987	0.601	0.787	0.215	0.387	0.378
Dióxido de Carbono	0.010	0.011	0.007	0.011	0.007	0.013	0.008	0.025
Metano	64.715	10.301	61.398	10.009	59.586	8.310	50.035	8.422
Etano	17.816	13.242	19.756	14.674	20.780	13.743	24.110	15.822
Propano	10.708	24.421	11.711	25.922	12.176	25.886	15.742	29.092
Iso-Butano	1.680	7.834	1.751	7.936	1.826	8.028	2.591	8.587
N-Butano	2.788	17.589	2.786	17.526	2.930	18.309	4.312	18.478
Iso-Pentano	0.643	7.256	0.603	6.923	0.658	7.379	1.016	6.534
N-Pentano	0.584	7.512	0.534	7.118	0.596	7.789	0.930	6.399
Hexanos	0.320	5.817	0.266	5.435	0.334	6.152	0.517	4.001
Heptanos	0.249	5.077	0.158	3.182	0.210	3.349	0.273	1.801
Octanos	0.058	0.495	0.025	0.397	0.061	0.481	0.046	0.258
Nonanos	0.020	0.018	0.002	0.009	0.016	0.025	0.004	0.031
Decanos	0.016	0.018	0.004	0.013	0.013	0.021	0.006	0.030
Undecanos	0.006	0.015	0.001	0.002	0.001	0.002	0.001	0.005
Benzeno	0.010	0.180	0.008	0.185	0.012	0.231	0.017	0.103
Tolueno	0.007	0.049	0.003	0.056	0.007	0.067	0.006	0.034
B. Propiedades: calculadas con base en el análisis composicional.								
Peso Molecular (lb/lbmol).	24.689	52.429	25.110	50.825	25.670	52.398	28.524	49.680
Gravedad Específica	0.853	1.810	0.867	1.755	0.886	1.809	0.985	1.715
G. P.M. (Gal/MPC)	5.112	25.166	5.279	24.241	5.603	25.344	7.604	23.950
BTU Bruto (Bruto/PC)	1468.211	2962.434	1481.068	2865.182	1514.494	2954.555	1674.139	2807.031
BTU Neto (Neto/PC)	1337.157	2731.075	1349.368	2640.520	1380.496	2723.778	1529.334	2586.204

Tabla 33: Composición molar del gas en cada etapa de Separación prueba del separador
Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)
Factor Volumétrico de Formación del Aceite y
Factor Volumétrico de Formación Total

TEMPERATURA DE YACIMIENTO, T_y : 104 °F

PRESION (psia)	FACTOR VOLUM. DE ACEITE, B_{od}	FACTOR VOLUM. TOTAL, B_t
	(BY/BF) (a)	(BY/BF) (b)
2015	1.0707	1.0116
1515	1.0738	1.0145
1015	1.0771	1.0176
810	1.0785	1.0189
700	1.0794	1.0198
$P_b = 630$	1.0798	1.0201
530	1.0725	1.0133
370	1.0561	0.9877
80	0.9991	0.9439
30	0.9870	0.9324

(a) Barriles de petróleo a las presiones indicadas por barril de petróleo residual @ 60 °F
 (b) Barriles de petróleo mas gas liberado a las presiones indicadas por barril de petróleo residual @ 60 °F.

Tabla 34: B_o y B_t medidos en cada etapa de Separación prueba de Liberación Diferencial
 Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

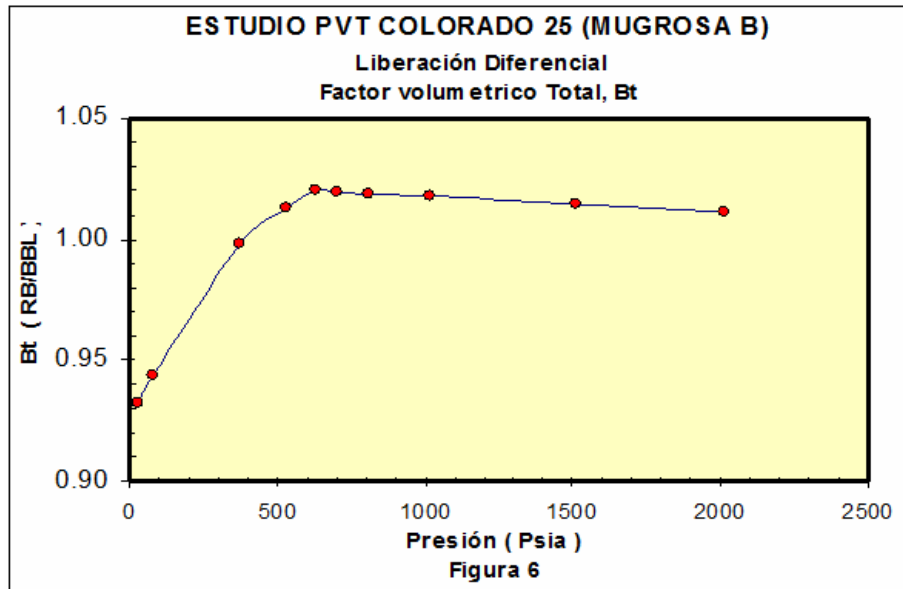


Figura 71: Comportamiento B_t
 Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)
Viscosidad y Densidad del Aceite Saturado

TEMPERATURA DE YACIMIENTO, T_y : 104 °F

PRESION (psia)	DENSIDAD DEL ACEITE	VISCOSIDAD DEL ACEITE
	(gr/cc)	(cP)
1500	0.7853	2.4510
1215	0.7840	2.3589
810	0.7819	2.2314
700	0.7813	2.1970
630	0.7810	2.1800
530	0.7839	2.2415
370	0.7904	2.3302
80	0.8283	2.7291
30	0.8319	2.8731
15	0.833	3.0120

Densidad del Aceite Residual @ 60°F: 0.8330 gm/cm³

Gravedad API@60°F del Aceite Residual: 38.37

Tabla 35: ρ_o y μ_o medidos en cada etapa de Separación prueba de Liberación Diferencial
 Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)
Viscosidad y Factor Z del Gas Liberado

TEMPERATURA DE YACIMIENTO, T_y : 104 °F

PRESION (psia)	FACTOR Z	VISCOSIDAD DEL GAS
		(cP)
630		
530	1.0393	0.01195
370	0.9728	0.01160
80	1.3130	0.01012
15	1.2670	0.00870

* La viscosidad del gas se calculó por la correlación de Carr, Kobayashi y Burrows.

Tabla 36: Factor Z y viscosidad del gas medidos en cada etapa de Liberación Diferencial
 Fuente: LAB de Análisis PVT – ICP

