

**ESTUDIO TÉCNICO PARA MONTAJE Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DEL
LABORATORIO DE PRUEBAS PVT DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE
SANTANDER**

**DIEGO ALEJANDRO ARGUELLO DIAZ
LAURA LIZETH MATEUS GRANADOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**ESTUDIO TÉCNICO PARA MONTAJE Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DEL
LABORATORIO DE PRUEBAS PVT DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE
SANTANDER**

AUTORES:

**DIEGO ALEJANDRO ARGUELLO DIAZ
LAURA LIZETH MATEUS GRANADOS**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO DE
PETRÓLEOS**

DIRECTOR:

**Msc. CESAR AUGUSTO PINEDA GOMEZ
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

*A Dios,
por darme la vida y las herramientas
para ser un profesional íntegro.*

*A mis padres,
por su formación, esfuerzo, dedicación y
apoyo incansable en todo el proceso.*

*A mis hermanos,
por ser parte importante en mi vida y
mi formación como ser humano.*

*A mis maestros,
Por compartir su tiempo y conocimientos
En pro de mi formación como ingeniero.*

*A mi compañera de tesis, Laura Mateus
por su amistad, apoyo y compromiso para alcanzar esta meta*

DIEGO ALEJANDRO ARGÜELLO DÍAZ

DEDICATORIA

*A Dios,
por darme la vida, salud y sabiduría para culminar esta etapa.*

*A ti, mi ángel
por tu confianza, motivación y apoyo
por tu compañía omnipresente e iluminar mi camino con tu luz,
este es el primero de muchos logros que nos esperan.
Eres mi ser tranquilidad, mi fé y mi calma.*

*A mi madre,
por su comprensión y entrega.*

*A mi padre,
por su infinito amor, esfuerzo y dedicación.*

*A mi hermano,
Por su compañía y alegría.*

*A mi familia,
por sus mensajes de ánimo y oraciones.*

*A mi compañero de tesis, Diego Arguello
por su amistad y gran compromiso para alcanzar esta meta*

LAURA LIZETH MATEUS GRANADOS

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero César Pineda, por el tiempo que nos brindó para compartir sus observaciones y sugerencias y por su apoyo que finalmente permitieron la culminación de este proyecto.

Al ingeniero Wilson Cañas del ICP, por su colaboración y el tiempo que nos dedicó en las instalaciones del ICP en todo momento en que solicitábamos su ayuda.

A la Universidad Industrial de Santander por todos los años de formación, capacitación y preparación, brindados por cada uno de los profesores que hacen parte de esta prestigiosa institución, por los conocimientos, valores y enseñanzas compartidos.

A las personas que de uno u otra forma colaboraron en la elaboración de nuestro trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. PRESENTACIÓN DEL PROYECTO.....	21
1.1. JUSTIFICACIÓN	21
1.2. OBJETIVOS	22
1.2.1. Objetivo general	22
1.2.2. Objetivos específicos.....	22
1.3. DEFINICIÓN DEL ESTUDIO	23
1.4. ALCANCES Y LIMITACIONES DEL ESTUDIO	24
1.5. NIVELES DE ESTUDIO.....	25
1.6. CONTROLES REQUERIDOS	25
2. FLUIDOS DEL YACIMIENTO.....	26
2.1. COMPORTAMIENTO DE FASES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO.....	26
2.1.1. Compuestos orgánicos.....	27
2.1.2. Otros compuestos orgánicos	28
2.1.3. Compuestos inorgánicos	28
2.2. EFECTOS DE LA COMPOSICION SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE FASES	29
2.3. RELACIONES DE FASES PARA FLUIDOS DE YACIMIENTO	29
2.4. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.....	33
2.4.1. Aceite Negro o Black-oil	33
2.4.2. Aceite Volátil.....	35
2.4.3. Gas Condensado.....	36

2.4.4.	Gas Húmedo	38
2.4.5.	Gas Seco.....	39
3.	ANÁLISIS PVT DE LOS FLUIDOS HIDROCARBUROS.....	42
3.1.	¿QUÉ ES UN ANÁLISIS PVT?	43
3.2.	¿QUÉ SE PUEDE OBTENER A PARTIR DE UN ANÁLISIS PVT?	44
3.3.	LIMITACIONES DE UN ANÁLISIS PVT	46
3.4.	TIPOS DE PRUEBAS PVT	46
3.4.1.	Expansión a composición constante (CCE)	47
3.4.2.	Liberación diferencial.....	51
3.4.3.	Prueba de separadores	54
3.4.4.	Depleción a volumen constante (CVD)	55
3.4.5.	Recombinación de muestras	55
3.4.6.	Análisis composicional	56
3.4.7.	Viscosidad del crudo	57
3.5.	CONTROL DE CALIDAD DE LAS MUESTRAS EN EL LABORATORIO PVT	57
3.6.	PRODUCTOS Y SERVICIOS DE LOS ANÁLISIS PVT	58
3.7.	ERRORES EN LAS PRUEBAS PVT	59
4.	MUESTREO DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO.....	60
4.1.	TOMA DE MUESTRAS	61
4.1.1.	Tipo y estado del Yacimiento.....	62
4.1.1.1.	Yacimientos de petróleo subsaturado.....	62
4.1.1.2.	Yacimientos de gas subsaturado.....	63

4.1.1.3.	Yacimientos de petróleo saturados.....	64
4.1.1.4.	Yacimientos de gas condensado saturados.....	65
4.1.2.	Acondicionamiento del pozo.....	65
4.1.3.	Métodos de muestreo de fondo y herramientas.....	66
4.1.3.1.	Muestreador de fondo convencional.....	66
4.1.3.2.	Muestreador de fondo con cámara compensada.....	66
4.1.3.3.	Muestreador Monofásico.....	67
4.1.3.4.	Muestreadores Exotérmicos.....	67
4.1.4.	Probadores de formación mediante Wireline (Wireline formation testers). 68	
4.2.	PLANIFICACIÓN DEL MUESTREO.....	68
4.2.1.	Número de localización de los pozos de muestreo.....	69
4.2.2.	Características de los pozos de muestreo:.....	70
4.3.	TÉCNICAS DE MUESTREO.....	70
4.3.1.	Muestreo de superficie.....	71
4.3.1.1.	Acondicionamiento del pozo.....	71
4.3.1.2.	Toma de Muestras.....	72
4.3.1.2.1.	Toma de muestra de gas.....	72
4.3.1.2.2.	Toma de muestra de líquido.....	73
4.3.1.2.3.	Errores en muestreo de superficie.....	74
4.3.2.	Muestreo de subsuelo.....	77
4.3.2.1.	Acondicionamiento del pozo para yacimientos saturados.....	77
4.3.2.2.	Acondicionamiento del pozo para yacimientos bajo saturados.....	78
4.3.2.3.	Errores en muestreo en subsuelo.....	78

5.	ANÁLISIS TÉCNICO	79
5.1.	OBJETIVOS	79
5.2.	LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO	80
5.3.	DIMENSIONAMIENTO	83
5.4.	EQUIPOS CON LOS QUE CUENTA EL LABORATORIO	84
5.4.1.	Descripción de los equipos disponibles	86
5.4.1.1.	Medidor de peso muerto	87
5.4.1.2.	Gasómetro modelo RUSKA 2331-800	88
5.5.	IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS REQUERIDOS	89
5.5.1.	Parámetros operacionales del laboratorio de pruebas PVT	89
5.5.2.	Equipos PVT requeridos	90
5.6.	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS	92
5.6.1.	Comportamiento de fases	92
5.6.1.1.	Sistema PVT completamente visual (Fluid Eval Visual) Modelo B de Vinci Technologies	92
5.6.1.1.1.	Características	93
5.6.1.1.2.	Beneficios	93
5.6.1.2.	Aparato medidor de la presión de burbuja (BPR)	94
5.6.1.2.1.	Características	95
5.6.1.2.2.	Beneficios	95
5.6.1.3.	Gasómetro automático Modelo 2 de Vinci Technologies	96
5.6.1.3.1.	Características	97
5.6.1.3.2.	Beneficios	97
5.6.1.4.	Trampa para líquidos condensados	97
5.6.1.4.1.	Características	98

5.6.1.4.2. Beneficios	98
5.6.1.5. Equipo G.O.R.	99
5.6.1.5.1. Características	100
5.6.1.5.2. Beneficios	100
5.6.2. Viscosidad	100
5.6.2.1. Viscosímetro capilar (CAVIS)	100
5.6.2.1.1. Características	101
5.6.2.1.2. Beneficios	102
5.6.3. Densidad	102
5.6.3.1. Densímetro digital ANTON PAAR DMA 4200M	102
5.6.3.1.1. Características	103
5.6.3.1.2. Beneficios	104
5.6.4. Composición del fluido	104
5.6.4.1. Analizador composicional de hidrocarburos.....	104
5.6.4.1.1. Características	105
5.6.4.1.2. Beneficios	106
5.6.5. Recombinación y restauración de muestras	106
5.6.5.1. Celda de recombinación RCA1000 de Vinci Technologies	106
5.6.5.1.1. Características	107
5.6.5.1.2. Beneficios	108
5.6.5.2. Equipo para la restauración de muestras	108
5.6.5.2.1. Características	109
5.6.5.2.2. Beneficios	109
5.6.6. Accesorios PVT	110
5.6.6.1. Compresor de gas GB1000 de Vinci Technologies.....	110
5.6.6.1.1. Características	111

5.6.6.2.	Limpiador de celda	111
5.6.6.2.1.	Características	112
5.6.6.3.	Sistema generador de presión (PGS)	112
5.6.6.3.1.	Características	113
5.6.6.4.	Balanza de peso muerto	113
5.6.6.4.1.	Características	114
5.6.6.5.	Medidor de presión digital Series DPG de 15000 psi	114
5.6.6.5.1.	Características	115
5.6.6.6.	Alimentación eléctrica ininterrumpida (UPS16)	116
5.6.6.6.1.	Características	116
5.6.6.7.	Bomba métrica manual MP500-15-SS de Vinci Technologies	117
5.6.6.7.1.	Características	118
5.6.6.8.	Cilindros tipo pistón de alta presión HPP1000-15 de Vinci Technologies	118
5.6.6.8.1.	Características	119
5.6.6.8.2.	Beneficios	119
5.7.	POSIBLES CLIENTES PARA PRESTACIÓN DEL SERVICIO	120
5.8.	IDENTIFICACIÓN DE PROVEEDORES	121
5.9.	IDENTIFICACIÓN DE POSIBLE COMPETENCIA	124
6.	SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD BASADO EN LA NORMA NTC-ISO 17025	126
6.1.	ANTECEDENTES	127
6.2.	NORMA TÉCNICA COLOMBIANA ISO/IEC 17025:2005	128
6.3.	ASPECTOS DESTACADOS	129
6.4.	REQUISITOS PARA LA ACREDITACIÓN EN CALIDAD	130
6.4.1.	Condiciones relacionadas a la gestión	130

6.4.2	Condiciones relacionadas a los requerimientos técnicos	133
	CONCLUSIONES.....	138
	RECOMENDACIONES	139
	BIBLIOGRAFÍA	140

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama presión – temperatura para componentes puros.....	30
Figura 2 : Diagrama presión – temperatura para una mezcla binaria	31
Figura 3 : Diagrama presión – temperatura para un sistema multicomponente.....	32
Figura 4 : Diagrama de Fases para un Black-Oil.....	34
Figura 5 : Diagrama de Fases para un Aceite Volátil	35
Figura 6 : Diagrama de Fases de un Gas Condensado	37
Figura 7 : Diagrama de Fases para un Gas húmedo.....	39
Figura 8 : Diagrama de Fases para un Gas Seco	40
Figura 9 : Diagrama de una expansión a composición constante	48
Figura 10 : Gráfica P-V de una expansión a composición constante.....	50
Figura 11 : Diagrama de una liberación diferencial.	52
Figura 12 : Gráfica P-V de una liberación diferencial.	53
Figura 13 : Fuentes de error al momento de realizar muestreo de fluidos.....	76
Figura 14 : Equipos del laboratorio PVT de la UIS sin funcionar	86
Figura 15 : Peso muerto del laboratorio PVT de la UIS	87
Figura 16 : Gasómetro RUSKA del laboratorio PVT de la UIS	88
Figura 17 : Sistema PVT Fluid Eval Modelo B.....	93
Figura 18 : Aparato medidor de presión de burbuja	95
Figura 19 : Gasómetro automático	96
Figura 20 : Trampa para líquidos condensados	98
Figura 21 : GOR apparatus.....	99
Figura 22 : Viscosímetro capilar.....	101
Figura 23 : Densímetro digital	103
Figura 24 : Sistema de análisis composicional de hidrocarburos	105
Figura 25 : Celda de recombinación	107
Figura 26 : Equipo de restauración de muestras.....	109
Figura 27 : Compresor de gas	110

Figura 28 : Limpiador de celda.....	112
Figura 29 : Sistema generador de presión	113
Figura 30 : Balanza peso muerto	114
Figura 31 : Medidor de presión digital	115
Figura 32 : Alimentación eléctrica	116
Figura 33 : Bomba manual.....	117
Figura 34 : Cilindro tipo pistón de alta presión	119

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 : Clasificación de los fluidos de yacimiento	41
Tabla 2 : Clasificación basada en la fracción de C ₇₊	42
Tabla 3 : Desarrollo del método cualitativo por puntos	82
Tabla 4 : Equipos del laboratorio de pruebas PVT de la UIS.....	85
Tabla 5 : Características de las muestras a recibir en el laboratorio	90
Tabla 6 : Parámetros operacionales promedio de los nuevos equipos PVT	90
Tabla 7 : Equipos PVT requeridos	91
Tabla 8 : Características del sistema PVT Fluid Eval Modelo B	93
Tabla 9 : Características del aparato medidor de presión de burbuja.....	95
Tabla 10 : Características del gasómetro automático.....	97
Tabla 11 : Características de la trampa para líquidos condensados	98
Tabla 12 : Características del GOR apparatus.....	100
Tabla 13 : Características del viscosímetro capilar	101
Tabla 14 : Características del densímetro digital.....	103
Tabla 15 : Características de la celda de recombinación	107
Tabla 16 : Características del equipo de restauración de muestras	109
Tabla 17 : Características del compresor de gas	111
Tabla 18 : Características del limpiador de celda	112
Tabla 19 : Características del sistema generador de presión.....	113
Tabla 20 : Características de la balanza peso muerto.....	114
Tabla 21 : Características del medidor de presión digital	115
Tabla 22 : Características de la alimentación eléctrica.....	116
Tabla 23 : Características de la bomba manual	118
Tabla 24 : Características del Cilindro tipo pistón de alta presión	119
Tabla 25 : Posibles clientes	120
Tabla 26 : Posibles proveedores para la compra de equipos.....	122
Tabla 27 : Competencia directa del laboratorio	125

RESUMEN

TITULO: ¹ ESTUDIO TÉCNICO PARA MONTAJE Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DEL LABORATORIO DE PRUEBAS PVT DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

AUTORES: ² DIEGO ALEJANDRO ARGUELLO DIAZ
LAURA LIZETH MATEUS GRANADOS

PALABRAS CLAVES: laboratorio análisis PVT, equipos, pruebas PVT, análisis técnico, nuevas tecnologías.

DESCRIPCIÓN:

Las pruebas que el laboratorio de Análisis PVT realiza son de vital importancia en el área de hidrocarburos, ayudan a caracterizar el fluido en el yacimiento y esto a su vez ayuda a la hora de desarrollar el proceso de explotación en un campo petrolero.

Este proyecto ofrece un estado de arte muy completo en lo relacionado a pruebas PTV y comportamiento de fases. Del mismo modo, entrega un análisis técnico, que además de establecer los parámetros operacionales de los que se basaría el laboratorio de pruebas PVT, incluye, identificación de localización, dimensionamiento, estado actual de los equipos con los que se cuenta hoy en día, identificación de posibles proveedores de equipos de última tecnología, identificación de competencia y posibles clientes del servicio y la identificación de nuevas tecnologías en materia de pruebas PVT necesarios para cubrir una necesidad para la prestación del servicio tanto a la industria como a la academia.

Por otra parte, se documenta y explica, cuáles son los requisitos y obligaciones para adquirir la acreditación a mediano plazo por la norma técnica colombiana NTC ISO/IEC 17025, la cual determina, los diferentes aspectos en la parte técnica, de gestión y calidad, con el fin de que, los laboratorios que quieran demostrar la competencia, calidad y capacidad técnica de sus procesos y actividades, sean garantes de un servicio óptimo y puedan satisfacer las necesidades de sus clientes.

¹ Proyecto de Grado

² Facultad de Ingenierías fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Cesar Augusto Pineda Gómez, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: ³ TECHNICAL STUDY FOR THE ASSEMBLY AND OPERATION START UP OF THE PVT TESTING LABORATORY OF THE UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.

AUTHOR: ⁴ DIEGO ALEJANDRO ARGUELLO DIAZ
LAURA LIZETH MATEUS GRANADOS

KEYWORDS: PVT lab analysis, equipment, PVT testing, technical analysis, new technologies.

DESCRIPCIÓN:

The PVT tests analysis performed in laboratory are of vital importance in the hydrocarbons area, this analysis helps to characterize the fluid in the reservoir and, at the same time, helps to develop the oil and gas exploration process in an oilfield.

This project offers a very complete state of art in relation to PTV tests and phase behavior. Similarly, delivers a technical analysis, besides establishing the operational parameters which the PVT laboratory tests should be based on, including location identification, sizing, current status of the equipment with which it has presently, identification of potential cutting-edge technology equipment suppliers, competition, pinpointing potential service customers and identifying new technologies for PVT needed to satisfy both requirements in the O&G services industry and the academy.

Moreover, it is documented and explained which are the requirements and obligations to acquire an accreditation in the medium term by the Colombian Technical Standard NTC ISO / IEC 17025, which determines the different aspects in the technical, management and quality issues, So that laboratories that want to demonstrate the competence, quality and technical capacity of their processes and activities, will be guarantors of an optimal service and can satisfy the needs of their clients.

³ Project of grade.

⁴ Faculty of Physicochemical Engineerings, School of Petroleum Engineering. Director. Cesar Augusto Pineda Gómez, Petroleum engineer

INTRODUCCIÓN

En medio de una industria que progresivamente exige mayor calidad y eficiencia en todos los segmentos de la cadena, una de las herramientas críticas que posee el sector de hidrocarburos a nivel de laboratorio son las pruebas PVT, cuya finalidad es reproducir en el laboratorio el comportamiento de los fluidos bajo condiciones físicas de yacimiento, con el objetivo de establecer los mecanismos de producción más apropiados durante las diversas etapas de explotación comercial del hidrocarburo. Por ende, de la exactitud y representatividad de estas pruebas dependen los criterios para la escogencia del mejor método de explotación, desarrollo y producción del yacimiento, detalles que hacen del análisis de los fluidos, un área de gran relevancia que debe ser fortalecida y reestructurada por la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS como estandarte y foco académico para el rubro petrolero nacional.

Aunque es posible modelar parcialmente estos comportamientos mediante recursos analíticos y computacionales, la reproducción experimental de las condiciones físicas del sistema bajo los equipos de un laboratorio de pruebas PVT, representa la alternativa más deseable para generar la información requerida en modelos de yacimientos y para caracterizar en mayor detalle estos fluidos, recalcando así, la importancia de contar con buenos instrumentos para la evaluación de fluidos.

Es así como el presente proyecto de investigación propone realizar un estudio técnico para identificar nuevas tecnologías en materia de análisis del comportamiento de fases y de esta manera sugerir la implementación de dichas herramientas en un laboratorio competente a nivel industrial, de tal forma, que la Escuela de Ingeniería de Petróleos pueda volver ofrecer los servicios de análisis de fluidos.

1. PRESENTACIÓN DEL PROYECTO

En el presente capítulo se encontrará lo referente a la presentación del proyecto de grado con lo cual se pondrá al lector en conocimiento de la temática central de la investigación, entre otros a saber, las razones por las cuales se llevó a cabo un estudio técnico, los resultados que se esperaban obtener, en qué consistió el estudio realizado y los controles que requería.

1.1. JUSTIFICACIÓN

El trabajo llevado a cabo en esta tesis se sustenta en el desarrollo de un área de vital importancia como es el análisis de fluidos, puesto que la carencia de equipos y de unas instalaciones más acordes al propósito educativo e investigativo de la EIP, impiden un avance firme en la consecución de su misión académica. Esta propuesta de mejora en cuanto a las herramientas del laboratorio de fluidos para la comunidad se suma a la iniciativa de un proyecto para un préstamo del servicio de análisis de fluidos mediante pruebas PVT con fines de lucro, buscando una nueva entrada en el ámbito de los servicios petroleros, una mejora al enfoque investigativo, dar una modernización al área de fluidos y un beneficio para la comunidad de la EIP y de la UIS en general.

Ciertamente, la Escuela de Ingeniería de Petróleos cuenta con algunos equipos para pruebas PVT, que se encuentran en las instalaciones de la sede UIS Guatiguará. Sin embargo, en su gran mayoría poseen más de 20 años de empleo, además de su escaso y remoto uso durante la última década. De igual manera, la falta de un mantenimiento detallado y constante no permite su adecuada certificación en términos de calibración.

Bajo este evidente escenario, se puede afirmar que los equipos no reúnen las condiciones necesarias para poder brindar un servicio técnico competitivo y de calidad, acorde con la exigente demanda del mercado de la industrial de los hidrocarburos en Colombia.

Por tal razón, este proyecto propone realizar un estudio técnico que permite dar una perspectiva basada en datos concretos acerca de la viabilidad y puesta en marcha de un laboratorio PVT debidamente equipado para la EIP. Permitiendo ofrecer a la industria y a la academia servicios de análisis PVT de alta calidad y de esta forma tener protagonismo y un aporte en el desarrollo ingenieril y científico del área de fluidos de yacimiento.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo general

Elaborar un estudio técnico para identificar nuevas tecnologías aplicadas al análisis PVT de fluidos hidrocarburos para incorporar al laboratorio de fluidos PVT de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar un inventario de los equipos, instrumentación, materiales y espacios físicos del laboratorio de análisis PVT, con el propósito de establecer las necesidades para su puesta en operación.
- Identificar tecnologías y proveedores a nivel de equipos de laboratorio, para desarrollar pruebas PVT básicas para fluidos hidrocarburos.

- Documentar características de equipos, procedimientos y recomendaciones para ejecución de pruebas de laboratorio.
- Generar los controles necesarios para cumplir con los requisitos del sistema de gestión de la calidad basado en la norma NTC ISO 17025, que permita la certificación en el mediano plazo del laboratorio.

1.3. DEFINICIÓN DEL ESTUDIO

El estudio técnico a llevar a cabo comprende el análisis a la necesidad de readecuación del laboratorio de PVT de la EIP. Adicionalmente, con el desarrollo del trabajo se pretende recopilar toda la información posible, tomando en cuenta diversas variables como lo son la selección de nuevas tecnologías.

Con el objetivo de lograr el funcionamiento de un laboratorio de pruebas PVT dentro de los estándares de calidad en la Universidad Industrial de Santander, este trabajo incluye un estado de arte amplio sobre las pruebas PVT, una revisión de los equipos con los que actualmente cuenta la universidad, además de un análisis técnico de la necesidad encontrada y la identificación de posibles proveedores nacionales de los equipos PVT.

Del mismo modo, la identificación de las entidades que serían la posible competencia con respecto a la prestación del servicio de las pruebas PVT.

1.4. ALCANCES Y LIMITACIONES DEL ESTUDIO

Mediante esta investigación se busca elaborar un estudio conceptual que permita dimensionar las necesidades físicas necesarias para poner en operación el laboratorio de análisis PVT de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS. Los alcances más representativos son:

- Elaborar una revisión bibliográfica de las pruebas PVT, equipos e interpretación de resultados disponibles en literatura.
- Identificar proveedores y tecnologías específicas en equipos de laboratorio para análisis PVT básicos.
- Documentar procedimientos y guías para las diversas pruebas, generando un marco de referencia que permita su incorporación en los programas de formación de laboratorio de fluidos.
- Asegurar la calidad de las pruebas PVT de acuerdo a los parámetros técnicos y la normatividad del sistema de gestión de calidad para el laboratorio actualizado de pruebas PVT de la UIS.
- Documentar los controles necesarios para cumplir con los requisitos del sistema de gestión de la calidad basado en la norma NTC ISO 17025.

1.5. NIVELES DE ESTUDIO

En este caso se contemplan los aspectos técnicos necesarios en el uso eficiente de los recursos disponibles para la producción y eficaz ejecución del servicio deseado, en este caso, el análisis de fluidos en laboratorio. Para lo cual se evalúan la determinación del tamaño óptimo de las instalaciones del laboratorio, localización, manuales y organización requeridos. La importancia de este estudio se deriva de la posibilidad de llevar a cabo una valorización de las variables técnicas del proyecto, que permitan una apreciación exacta o aproximada de los recursos necesarios para el mismo.

Todo estudio técnico tiene como principal objetivo el demostrar su viabilidad, la cual justifique la alternativa que mejor se adapte a los criterios de optimización de la industria.

1.6. CONTROLES REQUERIDOS

Los organismos de acreditación que reconocen la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración se basan en la Norma Internacional NTC-ISO 17025 para sus acreditaciones.

La norma contiene todos los requisitos que tienen que cumplir los laboratorios de ensayo y de calibración si desean demostrar que poseen un sistema de gestión, son técnicamente competentes y son capaces de generar resultados técnicamente válidos.

2. FLUIDOS DEL YACIMIENTO

En este capítulo se estudiará lo pertinente al hidrocarburo en el yacimiento y en los pozos como un fluido que está en dos fases, la primera un estado líquido, un segundo gaseoso o se puede presentar en ambas fases a la par. Para descubrir el tipo de yacimiento de hidrocarburo hay que determinar el estado que se encuentra la mezcla en el yacimiento, utilizando para ello criterios termodinámicos de fases, en los cuales influye la presión y la temperatura.

Así las cosas, el conocer el comportamiento de fases de los fluidos hidrocarburos en un yacimiento es de suma importancia para entrar en el contexto de pruebas PVT y establecer consigo los parámetros operacionales del laboratorio. A continuación, se hace entrega de un estado de arte debidamente argumentado y justificado.

2.1. COMPORTAMIENTO DE FASES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO

El comportamiento de fases y las propiedades físicas de los fluidos de yacimiento están directamente relacionados con su composición. Antes de realizar cualquier discusión sobre el comportamiento de fases, es necesario hacer una descripción general de la composición química de los fluidos de yacimiento para visualizar a nivel molecular, las causas de los parámetros obtenidos en su producción.

Los fluidos de yacimiento consisten principalmente de compuestos orgánicos llamados hidrocarburos, además, se pueden encontrar en menor proporción compuestos inorgánicos y orgánicos no hidrocarburos.

2.1.1. Compuestos orgánicos

Los hidrocarburos son compuestos químicos exclusivos de hidrogeno y carbono, estructurados de tal forma que las propiedades de los miembros de una misma serie cambian de manera gradual a medida que aumentan los átomos de carbono en la molécula.

En un yacimiento de petróleo predomina el que todos los átomos de carbono tengan cuatro enlaces de valencia completamente ocupados. El más simple de los hidrocarburos es el metano con cuatro átomos de hidrogeno enlazados a un solo átomo de carbono. Cuando aumenta el número de átomos de carbono las moléculas se vuelven más pesadas y sus propiedades cambian debido a la variación en la energía interna asociada con la estructura molecular. Una manifestación importante de este cambio es el aumento del punto de ebullición a medida que las moléculas se tornan más complejas.

Las principales series de hidrocarburos que se encuentran en los fluidos de yacimiento son: las parafinas, las cicloparafinas y los aromáticos.

Las parafinas también conocidas como alcanos, predominan en los fluidos de yacimiento. Estas van desde el metano hasta las ceras. Las cicloparafinas es la segunda serie de hidrocarburos en importancia y se conocen también como naftenos. Son cadenas de hidrocarburos cerradas. Los aromáticos incluyen el benceno y compuestos similares como el tolueno o el xileno. El benceno es una molécula plana con seis átomos de carbono arreglados en un anillo hexagonal. El benceno es un compuesto muy estable y un importante constituyente del petróleo.

2.1.2. Otros compuestos orgánicos

Aunque en proporciones menores también se pueden encontrar otros compuestos orgánicos en los fluidos de yacimiento tales como ácidos, alcoholes, ketones, éteres, aldehídos, aminas y glicoles, los cuales pueden afectar el proceso de producción de los fluidos de yacimiento. Por ejemplo, los ácidos, alcoholes, éteres y ketones pueden incidir sobre las propiedades emulsificantes del petróleo, otros compuestos pueden ser contaminantes y altamente corrosivos.

2.1.3. Compuestos inorgánicos

Los más importantes compuestos inorgánicos presentes en los fluidos de yacimiento son: nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno y agua. El nitrógeno y el dióxido de carbono generalmente están presentes en concentraciones hasta de 2% en mol, aunque en algunos casos puede llegar a 10% o más. El sulfuro de hidrogeno es un compuesto toxico y corrosivo. Afortunadamente se encuentra en muy bajas concentraciones.

La presencia de agua contribuye al contenido de sal de los fluidos de yacimiento. Las sales más comunes son las de sodio, magnesio y cloruro de calcio. También se pueden encontrar gases inorgánicos como helio, argón y vapor de mercurio en casos aislados.

2.2. EFECTOS DE LA COMPOSICION SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE FASES

A la hora de referirse a los efectos de la composición sobre el comportamiento de fases del fluido es importante tener en cuenta que en el tránsito del fluido desde el yacimiento hasta el tanque ocurren reducciones significativas de presión y temperatura, produciéndose en superficie fluidos en fase líquida y fase gaseosa. Las diferencias entre el petróleo en el tanque de almacenamiento y el fluido original de yacimiento son debidas a la variedad de componentes presentes en el fluido.

Los componentes livianos, como el metano y el etano, estarán siempre presentes en fase gaseosa. Igualmente, muchos de los componentes con punto de ebullición por encima de 302°F se encontrarán en la fase líquida producida. Los componentes intermedios (propano al nonano), estarán distribuidos en ambas fases.

Las cantidades retenidas de los diferentes compuestos influirán sobre las propiedades físicas del gas y del líquido producidos (R_s , B_o , API, etc.) y por consiguiente afectarán su valor comercial.

2.3. RELACIONES DE FASES PARA FLUIDOS DE YACIMIENTO

Las relaciones entre las fases líquidas y gaseosa de los fluidos de yacimiento están determinadas por la composición, la presión y la temperatura. La correlación gráfica de estas tres propiedades suministran los llamados diagramas de fases, importantes herramientas en la comprensión del comportamiento de gases del fluido de yacimiento.

La siguiente figura es un diagrama de presión-temperatura para varios compuestos puros del fluido de yacimiento. Como el metano (C1) es el componente más liviano, su curva de equilibrio presión-temperatura se encuentra a la izquierda en el rango de temperaturas bajas. A medida que los componentes son más pesados, sus curvas de equilibrio se ubican cada vez más a la derecha de la escala de temperatura. Por encima del punto crítico la fase líquida y gaseosa no pueden existir en equilibrio.

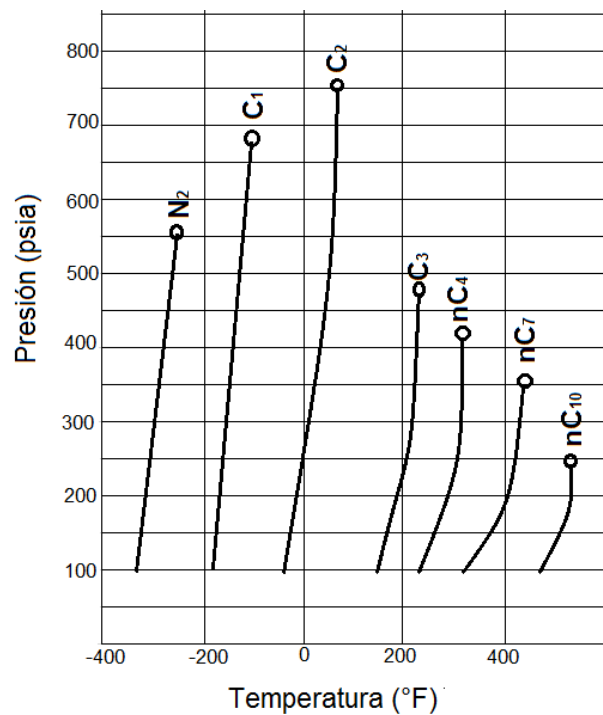


Figura 1: Diagrama presión – temperatura para componentes puros

Fuente: Autor

La siguiente figura es un diagrama de presión-temperatura para una mezcla binaria (dos componentes). El punto C es el punto crítico, en el cual todas las propiedades intensivas de la fase líquida y gaseosa son iguales. Por dentro de la envolvente la mezcla existirá en dos fases en equilibrio. Por fuera de la envolvente y a la izquierda del punto crítico la mezcla existirá en fase líquida y sus puntos de burbuja estarán determinados por la línea AC. Por fuera de la envolvente y a la derecha del punto crítico la mezcla existirá como gas y sus puntos de rocío estarán determinados por la línea BC. La presión cricondembárica es la presión por encima de la cual las dos fases no pueden existir en equilibrio. La temperatura cricondentérmica es el valor máximo de temperatura a la cual pueden existir las dos fases en equilibrio.

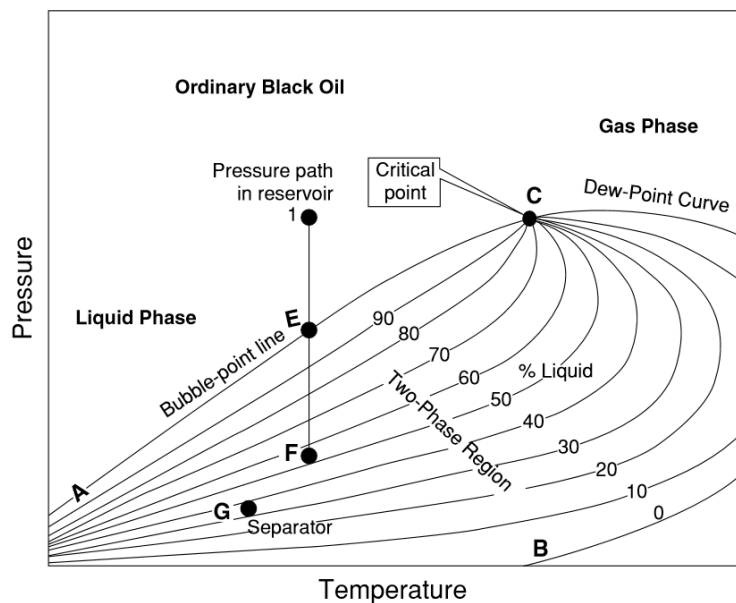


Figura 2 : Diagrama presión – temperatura para una mezcla binaria

Fuente: Tarek Ahmed. Equations of state and PVT analysis.

La siguiente figura es un diagrama de presión-temperatura para un sistema multicomponente de un fluido de yacimiento. Las líneas de porcentaje dentro de la envolvente son llamadas líneas de calidad, estas describen las condiciones de presión y temperatura para iguales porcentajes de volumen de la fase líquida. Todas las líneas de calidad convergen en el punto crítico de la mezcla. La definición de las regiones del líquido, gas y gas-líquido en equilibrio al igual que los parámetros punto crítico, presión cricondembárica y temperatura cricondentérmica son iguales a los planteadas para una mezcla binaria.

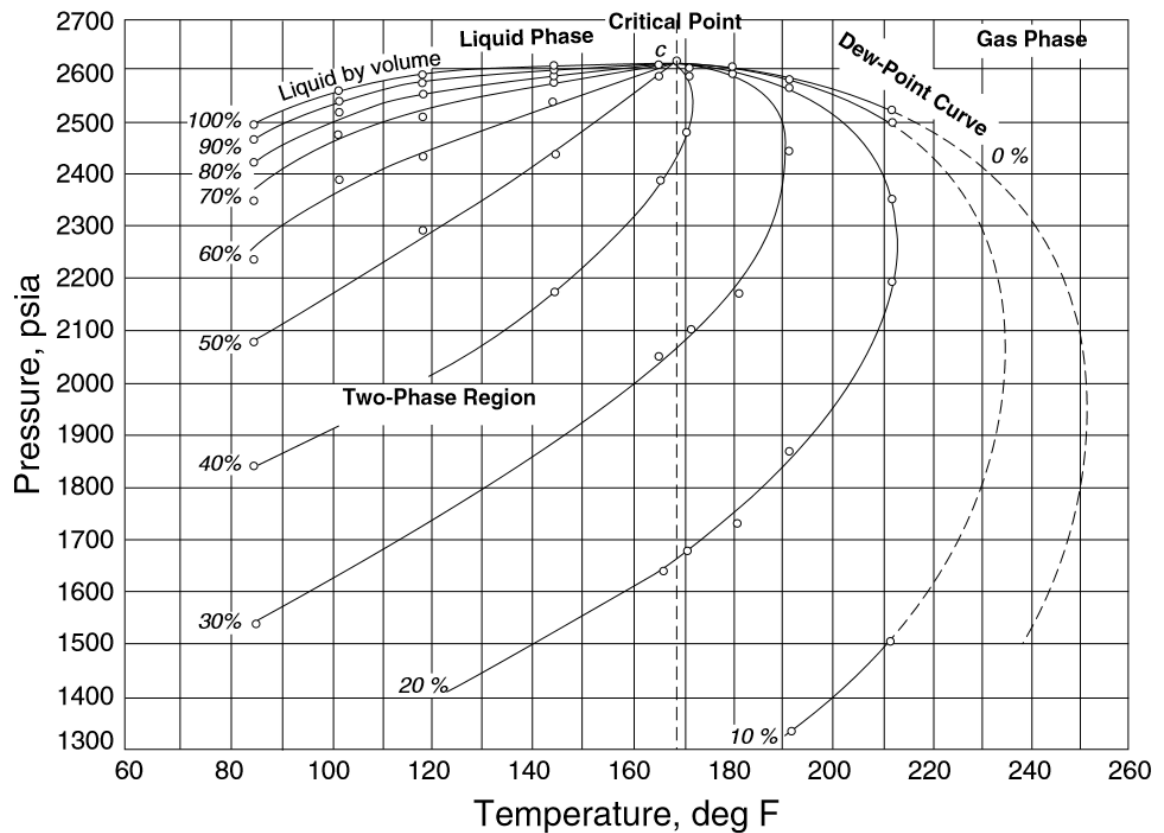


Figura 3 : Diagrama presión – temperatura para un sistema multicomponente
Fuente: Tarek Ahmed. Equations of state and PVT analysis.

2.4. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Existen cinco tipos de fluidos de yacimiento, aceite negro, aceite volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco, el comportamiento de dichos fluidos es mostrado como una función de la temperatura y la presión como se puede observar en la figura 4. Cada uno requiere un tratamiento distinto tanto en campo como en el laboratorio.

Lo ideal es determinar el tipo de fluido en la vida temprana del yacimiento, puesto que en 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 más apropiado en una etapa madura del yacimiento, todo depende del tipo de fluido de yacimiento, de allí la importancia de definirlo de la manera más exacta posible en la etapa inicial del proyecto.

2.4.1. Aceite Negro o Black-oil

El Black-oil o Aceite Negro, es el más común entre los tipos de crudo. Es denominado crudo convencional y puede estar en una sola fase (líquida) a altas presiones en el yacimiento, del mismo modo se puede encontrar en una condición de dos fases si hay una reducción en la presión durante la depletación del yacimiento a medida que el fluido pasa a través del punto de burbuja. A diferencia con el aceite volátil, el gas del black oil no se libera tan rápido por debajo del punto de burbuja, por lo tanto, las saturaciones de gas son estables.

Generalmente está compuesto por más del 20 % molar de C_{7+} y componentes pesados, su envolvente es la más amplia de todos los tipos de fluidos de yacimiento, con su temperatura crítica 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 4, Las líneas de calidad están 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 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.⁵

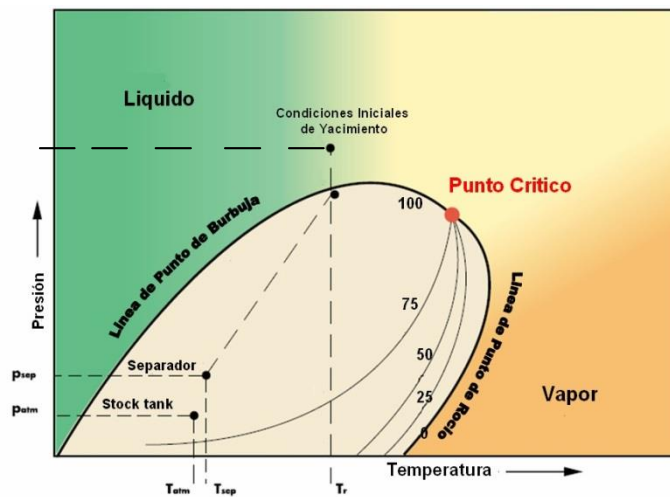


Figura 4 : Diagrama de Fases para un Black-Oil

Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

⁵ ARAMENDIZ Jose, VELASQUEZ Miguel. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. UIS. 2008.

2.4.2. 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. Se caracteriza por tener una temperatura crítica ligeramente superior a la temperatura de yacimiento. Así, mientras el fluido puede estar en una sola fase líquida a altas presiones, este se separará en dos fases a bajas presiones.

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 5. La temperatura de yacimiento está cerca de la temperatura crítica, por ello, suele referirse al Aceite volátil como un Fluido cercano al Punto Crítico.

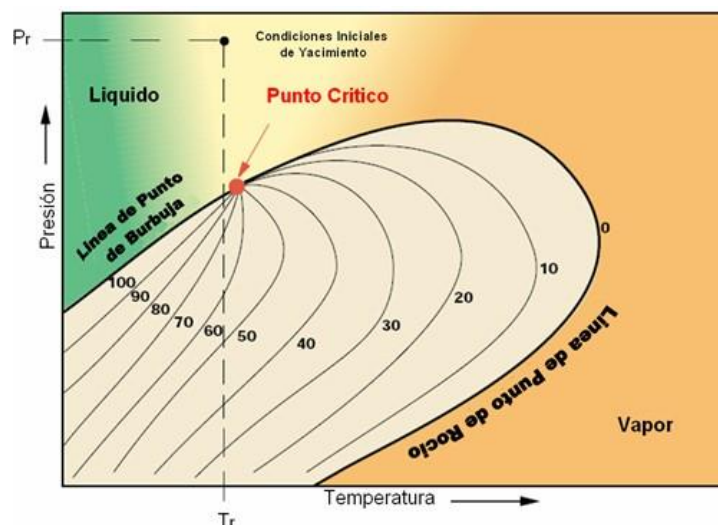


Figura 5 : Diagrama de Fases para un Aceite Volátil

Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

Es bueno indicar que las líneas de calidad se encuentran en mayor proporción y más 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 presentar un GOR_i entre 2000 SCF/STB – 3300 SCF/STB, la gravedad del líquido 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 está determinada por una concentración de C₇₊ entre un 12.5%– 20% molar.

El aceite volátil se caracteriza por el hecho de que las altas saturaciones de gas son estables a presiones ligeramente por debajo del punto burbuja (el gas se libera rápidamente del aceite y la fase de aceite se contrae rápidamente a medida que la presión se reduce por debajo del punto burbuja).⁶

2.4.3. 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 6, es un poco más pequeño que los de aceite, y tiene la temperatura crítica menor que la del yacimiento y la temperatura cricondentérmica mayor que la del yacimiento. Estos cambios son el resultado de que el gas condensado contiene mucho menos componentes pesados que los que presentan los aceites en su composición.

⁶ ARAMENDIZ Jose, VELASQUEZ Miguel. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. UIS. 2008.

Este tipo de fluido presenta un rango de GOR 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; tienen puntos cricondentérmicos cercanas a la temperatura de yacimiento y debido a esto generan poco liquido en el yacimiento, manejan rangos de gravedad API entre 40^o-60^o API e incrementa a medida que la presión de yacimiento cae por debajo del punto de burbuja. La concentración de C₇₊ es generalmente menos del 12.5% molar, la gravedad especifica puede variar entre 0.74-0.82. ⁷

2.4.4. 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 7. Debido a lo anterior, un Gas Húmedo no forma dos fases a ninguna presión y temperatura de yacimiento durante la depleción de este. Por lo tanto, este gas es seco en el yacimiento durante toda la historia de producción y la debida caída de presión en el yacimiento. Sin embargo, a temperaturas y presiones bajas como las de los separadores en superficie, el fluido existe en dos fases.

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 más de 50000 SCF/STB puede tratarse como un Gas húmedo; este tipo de gas presenta una baja gravedad especifica. Como un Gas

⁷ ARAMENDIZ Jose, VELASQUEZ Miguel. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. UIS. 2008.

húmedo; este tipo de gas presenta una baja gravedad específica. 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. ⁸

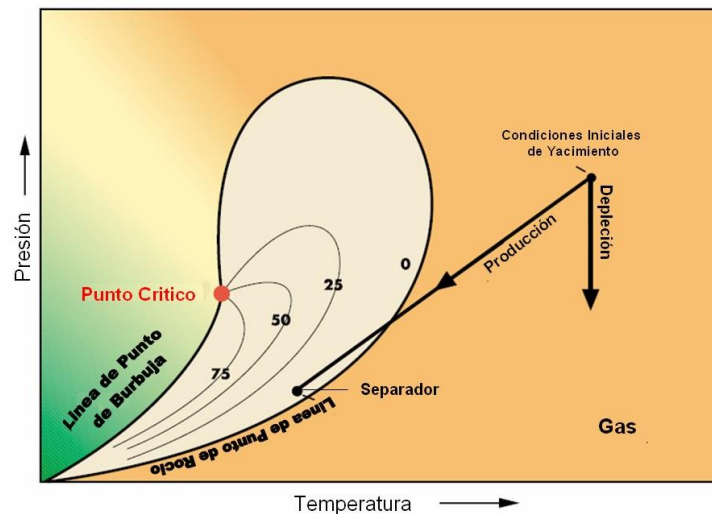


Figura 7 : Diagrama de Fases para un Gas húmedo

Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

2.4.5. Gas Seco

El Gas Seco se compone principalmente de metano, algunos intermedios y componentes no hidrocarburos como nitrógeno y dióxido de carbono. La figura 8 muestra el diagrama de fases para un Gas Seco. Nótese que el gas permanece en una sola fase desde condiciones de yacimiento (que la región de dos fases no se intercepta a ninguna presión o temperatura del yacimiento) hasta condiciones de

⁸ ARAMENDIZ Jose, VELASQUEZ Miguel. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. UIS. 2008.

Tabla 1 : Clasificación de los fluidos de yacimiento

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 líquido 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	Líquido 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°

Fuente: Modificado de "Practical Fluid Behavior Course" by Schlumberger

Tabla 2 : Clasificación basada en la fracción de C₇₊

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

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.

3. ANÁLISIS PVT DE LOS FLUIDOS HIDROCARBUROS

Para optimizar la producción de un yacimiento de gas o de aceite y planificar adecuadamente el desarrollo de los mismos, es esencial tener un conocimiento cierto y real de los cambios volumétricos de los fluidos dentro del yacimiento, dentro del pozo y en condiciones de superficie y para esto se debe tener en cuenta las tres variables importantes de dependencia que son: presión, volumen y temperatura.

A continuación, se abarca todo lo referente a análisis a pruebas de laboratorio PVT, los resultados que se pueden obtener de estos, las limitaciones, los tipos de pruebas que se llevan a cabo en laboratorio con sus respectivos principios físico químicos y los productos y servicios que ofrece.

3.1. ¿QUÉ ES UN ANÁLISIS PVT?

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.

Se llama análisis PVT al conjunto de pruebas que se realizan en el laboratorio para simular las condiciones de yacimiento (presión, volumen y temperatura) y poder determinar las propiedades y su variación con la presión de los fluidos en un yacimiento. Permitiendo la selección del método más adecuado de producción y la predicción de su comportamiento a través de la vida productiva. Dicho lo anterior, entre las aplicaciones de este tipo de análisis, se pueden destacar: descripción del comportamiento de cada fluido, identificación de los problemas potenciales originados por los sólidos, medición de la viscosidad, estimación del factor de recobro del yacimiento, indicar la ecuación de estado del yacimiento y el modelaje del mismo.

Dicho análisis se ejecuta bajo condiciones isotérmicas, a temperatura del yacimiento. La toma de data se hace al principio de la vida productiva del yacimiento. Las propiedades físicas y el comportamiento de los datos PVT de cada fluido, proveen información relevante para la producción del yacimiento. Las medidas iniciales de la compresibilidad del fluido y los factores volumétricos son requeridas para: cuantificar el petróleo y el gas en el yacimiento, proveer un estimado de recuperación de los fluidos y evaluar la Ecuación de Balance de Materiales.

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.

3.2. ¿QUÉ SE PUEDE OBTENER A PARTIR DE UN ANÁLISIS PVT?

Los parámetros PVT son un conjunto de valores que permiten relacionar los volúmenes de hidrocarburos presentes en el reservorio a las condiciones de presión y temperatura del mismo con los volúmenes de la misma masa a condiciones normales de presión y temperatura (14,7 psi y 60°F). Las propiedades PVT del crudo se pueden determinar de varias maneras con ecuaciones de estado, correlaciones empíricas, medidas de laboratorio, entre otras. Las medidas de laboratorio son las más reales cuando se realizan cumpliendo a cabalidad con los procedimientos adecuados. Las principales propiedades que se obtiene a partir de un estudio PVT son:

- Presión de burbuja (P_b): la mínima temperatura a una presión dada a la cual se forma la primera burbuja en un líquido.
- Presión de rocío (P_r): la máxima temperatura a la cual el vapor de agua en un gas comienza a condensarse.
- Factor volumétrico del petróleo (B_o): el volumen de petróleo en barriles a condiciones de presión y temperatura del yacimiento ocupado por un barril de petróleo y su gas en solución a condiciones normales.

- Factor volumétrico del gas (B_g): factor que relaciona el volumen de gas en el yacimiento (a una determinada presión y temperatura) con el volumen de la misma masa de gas a condiciones de superficie.
- Relación gas en solución (R_s): el volumen de gas (en pies cúbicos) a condiciones normales que pueden disolverse en un barril de petróleo a las mismas condiciones, pero a una determinada presión y temperatura.
- Coeficiente de compresibilidad isotérmica (C_o): cómo disminuye un volumen (o aumenta la densidad) cuando se comprime una sustancia, manteniendo constante la temperatura.
- Densidad del gas y del aceite (δ_o y δ_g): la relación entre la masa y el volumen de un cuerpo; es decir, es la cantidad de materia (masa) que tiene un cuerpo en una unidad de volumen.
- Factores de compresibilidad (Z): la razón del volumen molar de un gas con relación al volumen molar de un gas ideal a la misma temperatura y presión.
- Viscosidad del gas y del aceite (μ_o y μ_g): la resistencia que tienen las moléculas que conforman un fluido para separarse unas de otras, es decir, es la oposición a deformarse y esta oposición es debida a las fuerzas de adherencia que tienen unas moléculas de un fluido con respecto a las otras moléculas del mismo fluido.
- Composición del gas y del aceite.

- Tensión superficial: la cantidad de energía que se requiere para incrementar la superficie de un líquido por unidad de área. Dicha energía se necesita ya que los líquidos ejercen una resistencia a la hora de incrementar la superficie.

3.3. LIMITACIONES DE UN ANÁLISIS PVT

La muestra de fluido tomada no representa adecuadamente la composición original de los fluidos de yacimiento. El análisis del comportamiento de fase (PVT) necesita realizarse en muestras de fluido representativas, recogidas a la primera oportunidad, normalmente durante la perforación del primer pozo de exploración, y desde luego antes de poner en plena producción la explotación del yacimiento. Esta forma altamente especializada de análisis proporciona resultados útiles a efectos de la ingeniería del yacimiento, y también facilita el diseño y la optimización de los procesos y las instalaciones. Los procesos de liberación del laboratorio no simulan exactamente el proceso combinado diferencial-instantáneo que ocurre en el yacimiento. La extrapolación de resultados de laboratorio de campo debe hacerse con mucho cuidado debido a que pequeños errores en las pruebas producen graves errores en los cálculos de balance de material y predicción de yacimientos.

3.4. TIPOS DE PRUEBAS PVT

En estas pruebas el crudo está exento de agua, esto se debe a que en el comportamiento de fases el efecto del agua intersticial es despreciable, las pruebas son generalmente experimentos de depleción, donde la presión del fluido es una sola fase de la prueba y es disminuida por pasos sucesivos aumentando el volumen del fluido, cuando se reduce la presión resulta una formación de una segunda fase dentro de la celda visual.

Pruebas primarias:

- Determinación de la gravedad específica.
- Determinación de la relación gas-aceite de los hidrocarburos producidos.

Pruebas secundarias:

- Recombinación de muestras de líquido y gas.
- Análisis composicional del fluido.
- Expansión a composición constante (CCE) o separación instantánea (flash).
- Liberación diferencial.
- Prueba de separadores.
- Depleción a volumen constante (CVD).

Pruebas especiales:

- Swelling Test.
- Slim Tube Test.

3.4.1. Expansión a composición constante (CCE)

También llamada separación flash. Es la primera prueba PVT que se realiza al fluido de yacimiento y se aplica a yacimientos de aceite y gas condensado. Es una prueba de liberación instantánea en el que se le disminuye la presión a una mezcla de hidrocarburos provocando su vaporización parcial. La muestra original se somete a un proceso de expansión a composición y temperatura constante (igual a la temperatura de muestra en el yacimiento). El gas liberado se mantiene en contacto con el crudo y no altera la composición del fluido.

El procedimiento experimental es como el que sigue:

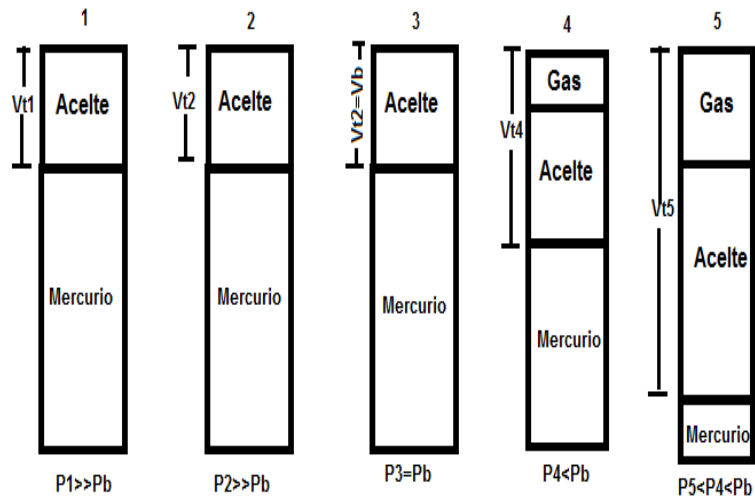


Figura 9 : Diagrama de una expansión a composición constante
Fuente: Tarek Ahmed. Equations of state and PVT analysis.

Primero se introduce en una celda visible la muestra de crudo o gas condensado que se quiere estudiar a la temperatura del yacimiento y con una presión muy por encima a la que estaría sometida la muestra en el yacimiento, lo que se ve representado en la figura 9 siguiente como el paso 1.

Poco a poco se hace disminuir la presión de la celda y se mide el cambio total del volumen de hidrocarburo, esto para cada paso hasta llegar a un punto similar al paso 3 de la figura 9 anterior donde la presencia de gas en el paso posterior a ese indica que se ha alcanzado la presión de burbuja, se obtiene entonces el volumen de hidrocarburo en la celda, a tal volumen se lo tiene como uno de referencia V_{sat} . También se registra después de terminados todos los pasos el volumen del sistema de hidrocarburo en función a la presión que contenga la celda y se expresa matemáticamente por la siguiente ecuación (Ec. 1):

$$V_{rel} = \frac{V_t}{V_{sat}} \quad (Ec. 1)$$

Donde:

V_t : Volumen total de hidrocarburo.

V_{rel} : Volumen relativo (la relación del volumen total de hidrocarburos a cualquier presión con el volumen registrado en el punto de burbuja).

V_{sat} : Volumen a la presión de burbuja o saturación.

Los datos de volumen relativo requieren frecuentemente suavizado para corregir inexactitudes de laboratorio al medir el volumen total de hidrocarburos justo debajo de la presión de saturación y también a presiones más bajas. Una función de compresibilidad adimensional, comúnmente llamada la función Y, se utiliza para suavizar los valores del volumen relativo. La función en su forma matemática sólo se define por debajo de la presión de saturación y viene dada por la siguiente expresión (Ec. 2):

$$Y = \frac{P_b - P}{P(V_{rel} - 1)} \quad (\text{Ec. 2})$$

P_b : Presión de burbuja

P: presión inferior a P_b

V_{rel} : Volumen relativo

Al graficar la función Y vs. P el comportamiento es lineal cuando los sistemas se encuentran básicamente compuestos por hidrocarburos, por otro lado, la presencia de componentes no hidrocarburos o cuando se está cerca del punto de burbuja aleja el comportamiento lineal de la función.

La expansión de la muestra se realiza en múltiples etapas, registrándose para cada una de ellas el valor de presión y volumen. Una vez hayan sido procesados los datos y corregidos por las diferentes variables que los afectan, se realiza una gráfica de presión contra volumen de muestra. La presión a la cual la pendiente de la curva P-

V cambia es la presión del punto de burbuja del fluido de yacimiento y el volumen en este punto es el volumen de saturación de la muestra.

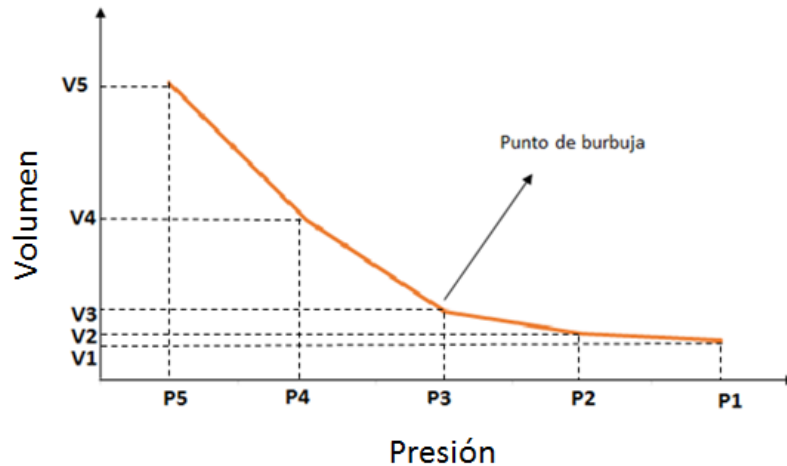


Figura 10 : Gráfica P-V de una expansión a composición constante.

Fuente: Autor

En esta prueba no se retira en ningún momento material hidrocarburo de la celda, por lo que la composición de la muestra se mantiene invariable desde el inicio hasta el final del experimento. En el proceso de producción de petróleo, la expansión flash tiene lugar en:

- Cara de las perforaciones.
- Tubería de producción, desde cara del pozo hasta superficie.
- Desde cabeza del pozo hasta separador.
- En el separador.

En la liberación instantánea se condensa más líquido que en la diferencial porque en la separación instantánea permanece mayor cantidad de gas en el sistema del cual más y más componentes pesados se pueden condensar al disminuir la presión. La principal diferencia entre la expansión flash y la expansión diferencial consiste

en que la primera prueba mencionada se realiza a composición constante, mientras que la expansión diferencial, debido a la remoción de gas en cada etapa, produce un cambio composicional en la muestra remanente la cual va siendo progresivamente rica en componentes pesados.

En la prueba de expansión a composición constante se obtienen los siguientes resultados: presión de burbuja (P_b), volumen relativo, coeficiente de expansión térmica del petróleo saturado y la compresibilidad del petróleo (C_o).

3.4.2. Liberación diferencial

Pretende simular el agotamiento del yacimiento desde la presión de saturación hasta la presión atmosférica. Para esto, se disminuye la presión en la celda y todo el gas liberado es extraído total o parcialmente del contacto con el condensado retrogrado. Básicamente la composición total del sistema varía durante el proceso. En la figura 11 se ilustra este tipo de liberación:

Algunos de los datos obtenidos mediante este análisis incluyen:

- Cantidad de gas disuelto en función de la presión.
- El encogimiento del volumen del aceite en función de la presión.
- Propiedades del gas, incluyendo la composición del gas liberado, el factor de compresibilidad del gas y la gravedad específica del mismo.
- Densidad del aceite remanente en función de la presión.

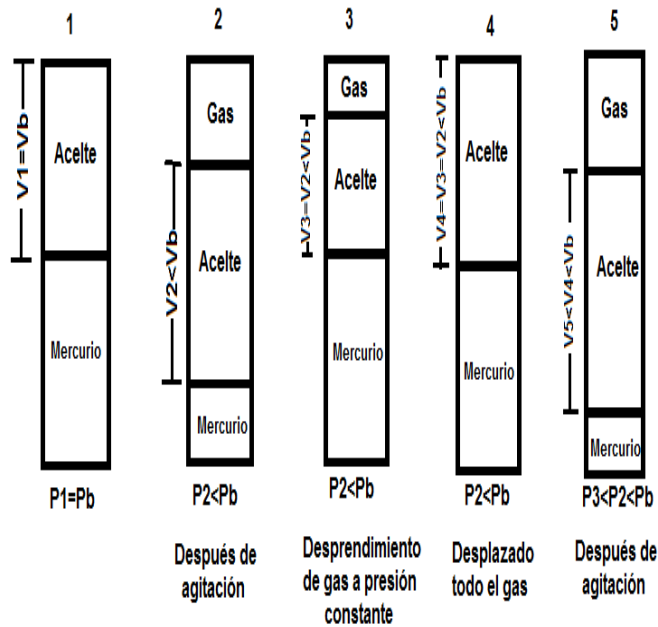


Figura 11 : Diagrama de una liberación diferencial.

Fuente: Tarek Ahmed. Equations of state and PVT analysis.

El anterior esquema presenta una muestra de fluido de yacimiento en el laboratorio, esta es llevada dentro de la celda de alta presión a condiciones de presión de punto de burbuja y temperatura de yacimiento. La presión se disminuye en etapas y el gas desprendido de la solución en cada etapa es removido en la celda por la válvula superior, una vez se haya alcanzado el equilibrio entre las dos fases, manteniendo la presión constante. La cantidad de gas liberado es medido en un gasómetro y almacenado para estudios posteriores.

Por otra parte, se deben registrar los valores de presión y volumen de líquido remanente para cada etapa del proceso. La expansión de la muestra es llevada hasta alcanzar condiciones de presión atmosférica y temperatura de yacimiento en

la celda. Seguidamente la temperatura es reducida hasta 60°F y el volumen del líquido remanente es medido.

En la figura 12 se puede observar el comportamiento P-V en una prueba de liberación diferencial.

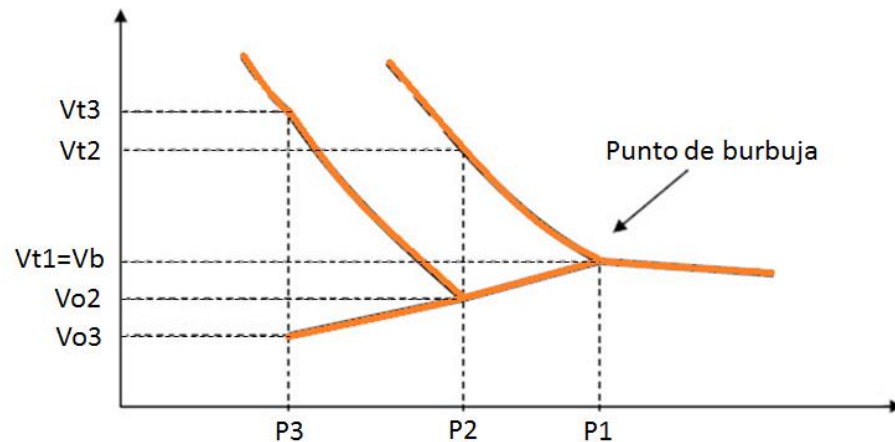


Figura 12 : Gráfica P-V de una liberación diferencial.

Fuente: Autor

Esta prueba permite determinar en función de la presión el factor volumétrico de formación del aceite (B_o), el factor volumétrico de formación del gas (B_g), el factor volumétrico total (B_t), factor de compresibilidad del gas Z , factor de expansión del gas, solubilidad del gas en el petróleo (R_s), gravedad específica del gas y la densidad del petróleo.

La liberación diferencial ocurre cuando se remueve el gas que está en contacto con el líquido, puede ocurrir en:

- la formación productora
- Cara del pozo hasta superficie
- Cabeza de pozo hasta separador
- En el separador y en el tanque de almacenamiento

3.4.3. Prueba de separadores

Son pruebas de liberación instantánea que se realizan en un separador en el laboratorio con el objetivo de cuantificar el efecto de las condiciones de separación (Presión, Temperatura) en superficie sobre las propiedades del crudo (factor volumétrico de formación de aceite Bo y Relación gas en solución Rs).

El proceso de esta prueba consiste en pasar a través de un separador para luego expandir a presión atmosférica la muestra de crudo saturado a la temperatura del yacimiento y presión de burbujeo.

Cuando cambia la presión en el separador es posible obtenerse una presión tal que se produzca mayor cantidad de líquido, mayor gravedad API del crudo y menor factor volumétrico de formación del petróleo; esta presión es denominada presión óptima de separación.

De esta prueba, para cada una de las presiones de separador se obtienen los siguientes parámetros:

- Factor volumétrico de formación del petróleo a presión de burbuja.
- Relación gas en solución a presión de burbuja.
- Gravedad API del petróleo en tanque.
- Composición del gas separado.
- Gravedad específica del gas separado y del tanque.

3.4.4. Depleción a volumen constante (CVD)

Prueba de gran utilidad para estudiar los yacimientos de aceite volátil, de gas y condensados. Se busca reproducir de la manera más fiel posible las caídas de presión dentro del yacimiento y cómo estas afectan la composición del fluido. Básicamente se trata de un conjunto de expansiones y desplazamientos manteniendo la presión constante de la mezcla de forma que el volumen de gas y el del líquido en la celda sea constante al terminar cada desplazamiento. Se determina el volumen y la composición en laboratorio del gas que es removido isobáricamente. Además, para cada presión se calcula el volumen de líquido depositado en el fondo de la celda, el factor de compresibilidad del gas retirado y el de la mezcla bifásica que va quedando.

3.4.5. Recombinación de muestras

Cuando se toma una muestra en superficie a través de un separador, las muestras de gas y aceite se toman por aparte en sus respectivos recipientes. Cuando las muestras llegan por separado al laboratorio es necesario que estas sean recombinadas para obtener el fluido en una sola fase representativo del yacimiento, para posteriormente ser sometido a las diferentes pruebas PVT de laboratorio. Este proceso es llevado a cabo en una celda de recombinación, el cual realiza agitación y posterior mezclado de los fluidos hasta conseguir un fluido homogéneo y en equilibrio termodinámico llevando al fluido a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Para conocer la proporción correcta de gas y líquido a recombinar, es necesario conocer el peso molecular, la gravedad específica del gas, el factor de compresibilidad (Z), la densidad del gas y del aceite y la gravedad API del aceite. Una vez se tiene recombinada la muestra se toma un pequeño volumen de esta muestra y se somete a una liberación instantánea con el objetivo de medir por separado el GOR de laboratorio que debe ser muy similar al de campo de haber sido recombinada la muestra en proporciones correctas. Del mismo modo, se mide la composición del gas y del líquido que quedan en la liberación instantánea para determinar la composición del fluido del yacimiento. Los equipos utilizados en el proceso de recombinación de muestras son: los cilindros de transporte de gas y aceite, la celda de recombinación, la bomba Bosster y la bomba principal y auxiliar.

3.4.6. Análisis composicional

El análisis composicional de un fluido se realiza mediante la utilización de un equipo de cromatografía (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 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.

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.

3.4.7. 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 o un viscosímetro capilar.

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.

3.5. CONTROL DE CALIDAD DE LAS MUESTRAS EN EL LABORATORIO PVT

Las muestras se deben verificar que lleguen en las mismas condiciones en las que se realizó el muestreo. Los pasos principales para chequear la calidad cuando se recibe una muestra en el laboratorio son:

- Verificar la presión y la temperatura 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.

3.6. PRODUCTOS Y SERVICIOS DE LOS ANÁLISIS PVT

Las pruebas y análisis PVT ofrecen un gran número de productos de acuerdo a la necesidad encontrada. Los servicios que brinda son los mencionados a continuación:

- Muestreo de subsuelo y superficie.
- Control de calidad de las muestras y cromatografía.
- Composición de fluidos del yacimiento.
- Transferencias y recombinaciones.
- Relaciones presión volumen o CCE.
- Medidas de densidad.
- Pruebas de liberación instantánea.
- Pruebas de liberación diferencial.
- Determinación de la viscosidad de fluido a cualquier temperatura y presión.
- Pruebas de separador.
- Depleción a volumen constante (CVD).
- Análisis de presión composición.
- Control de calidad a los sistemas de producción, transporte y tratamiento de gas natural (punto de rocío, contenido de H₂O Y CO₂).
- Pruebas de separación multietapa.
- Pruebas de hinchamiento.
- Pruebas de contactos múltiples.
- Mecanismos de vaporización y condensación.
- Mezclas sintéticas de gases.

- Determinación experimental de la condensación de gases de acuerdo con condiciones variables de presión y temperatura.
- Toma de registros de presión y temperatura en pozos.
- Diagrama de fases de los análisis cromatográficos.
- Determinación experimental del factor de compresibilidad del gas (Z).

3.7. ERRORES EN LAS PRUEBAS PVT

Al realizar un análisis PVT es necesario comprobar la consistencia de los datos debido a que es posible la existencia de errores de medición en el laboratorio. Esta revisión consiste en la elaboración de pruebas, entre ellas están el chequeo de la temperatura de la prueba (comprobar que las condiciones de P y T del separador al momento de la toma de la muestra de gas sean iguales a las del momento de la toma de la muestra de líquido), prueba de densidad (la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo en la liberación diferencial debe ser igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separadores), prueba de la linealidad de la función Y antes mencionada (esta función debe ser una línea recta si el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones de laboratorios son precisas) y la de balance de materiales (consiste en verificar si el R_s experimental de la liberación diferencial es el mismo al calculado por balance de materiales).

Cuando se analizan las pruebas PVT existe un porcentaje de esas pruebas que resultan no ser útiles debido a varios factores como contaminación de los recipientes donde se toman las muestras, mala toma de la muestra o inestabilidad de la producción a nivel de toma de muestro, entre otros problemas. Es por ello que en el análisis PVT se debe considerar sumamente importante los datos que se

están registrando de modo que estos sean bastante representativos y de esta manera den la seguridad de un desarrollo óptimo del campo petrolero o gasífero.

Para obtener la certeza de que el muestreo es representativo, se hace una validación exhaustiva tomando en cuenta todos los parámetros del yacimiento medidos durante la toma de muestras como son la presión estática del yacimiento, la presión fluyendo, la presión y la temperatura en cabeza de pozo, la presión y temperatura del separador, los gastos de líquido y gas en el separador y el factor de encogimiento del aceite. Para realizar los estudios PVT en el laboratorio como ya se mencionó anteriormente es necesario obtener una muestra representativa del fluido que se encuentra en el yacimiento, por lo tanto, se tiene que obtener la muestra al inicio de la producción de manera que el fluido esté a condiciones de presión y temperatura inicial del yacimiento. De no ser así, la muestra dejaría de ser una porción representativa del mismo, por lo que se alterarían las propiedades del fluido y, por consiguiente, no se tendrían resultados valederos del comportamiento de fases del líquido en el yacimiento. Se debe entonces verificar la validez de las muestras, hacer una comparación de los datos de campo con los datos de laboratorio y comparar las muestras tomadas en superficie mediante recombinación de las muestras de fondo.

4. MUESTREO DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO

Muestreo de superficie o recombinación y muestreo de subsuelo son las dos técnicas que permiten la obtención de muestras de fluido de yacimiento para análisis en laboratorio. El método seleccionado se determina principalmente por el tipo de fluido de yacimiento.

En general, para los yacimientos de gas seco húmedo y seco las muestras de fluido se pueden recolectar a través de los métodos de superficie o de fondo. En yacimientos de petróleo volátil y gas condensado, la técnica de muestreo que se recomienda es en superficie. En yacimientos de petróleo negro, el muestreo de fluidos a realizar depende del estado en que se encuentre el yacimiento.

4.1. TOMA DE MUESTRAS

Muestreo de superficie o recombinación y muestreo de subsuelo son las dos técnicas que permiten la obtención de muestras de fluido de yacimiento para análisis en laboratorio. El método seleccionado se determina principalmente por el tipo de fluido de yacimiento.

En general, para los yacimientos de gas seco húmedo y seco las muestras de fluido se pueden recolectar a través de los métodos de superficie o de fondo. En yacimientos de petróleo volátil y gas condensado, la técnica de muestreo que se recomienda es en superficie. En yacimientos de petróleo negro, el muestreo de fluidos a realizar depende del estado en que se encuentre el yacimiento.

El proceso de recolección de muestras de fluido de yacimiento puede afectarse por errores que mencionaremos más adelante, la solución más efectiva para la eliminación de estos errores en un análisis adecuado de los fluidos es la toma de muestras al momento del descubrimiento del yacimiento, esto asegura que la composición y las propiedades del fluido estén disponibles con información oportuna para la toma de decisiones inherentes a la planificación del campo monitoreando cada fase de operación permitiendo verificar los controles de calidad en la obtención de datos.

4.1.1. Tipo y estado del Yacimiento.

Existen cinco tipos de yacimientos, gas seco, gas húmedo, gas condensado, petróleo volátil y yacimientos de petróleo negro. Los estados de estos tres últimos yacimientos mencionados son subdivididos en yacimientos subsaturados y saturados dependiendo de las condiciones de presión y temperatura. Para los yacimientos subsaturados, la presión y temperatura están por encima de las condiciones de saturación. En yacimientos saturados, se encuentran igual o por debajo de las condiciones de saturación.

Se debe tener en cuenta que, sin importar el tipo y estado del yacimiento, la mejor oportunidad para recolectar las muestras más representativas de fluido original del yacimiento, es antes de que la presión de yacimiento caiga por debajo de su presión de burbuja para yacimiento de petróleo o presión de rocío para yacimiento condensando.

4.1.1.1. Yacimientos de petróleo subsaturado.

En yacimientos de petróleo subsaturado, a temperatura de yacimiento, las condiciones iniciales de presión son más altas que la presión de burbuja de los fluidos.

En estos yacimientos cuando se presenta flujo bifásico debe ser removido antes de comenzar las operaciones de muestreo. Para ello, se realiza un proceso de acondicionamiento del pozo, iniciando un proceso de reducción de las tasas de flujo, y al mismo tiempo monitoreando la relación gas-petróleo. El pozo está listo para realizar el muestreo cuando la relación gas petróleo es estable (no fluctúa) después de un período extendido flujo en pozo con tasas constantes de producción.

4.1.1.2. Yacimientos de gas subsaturado.

En yacimientos de gas subsaturados, las condiciones iniciales y actuales de presión se encuentran más altas que la presión de rocío a temperatura de yacimiento.

Para obtener una muestra proveniente de un yacimiento de gas condensado que sea representativa se debe remover la fase líquida a través del acondicionamiento del pozo prolongado como sea posible con el propósito de obtener flujo estabilizado en el separador (gas y líquido) previo al muestreo.

El procedimiento para el muestreo en yacimientos de gas condensado propuesto es:¹⁰

- Producir a bajas tasas iniciales para remover los líquidos de la cadena de producción.
- Mantener una tasa razonablemente constante hasta que el pozo este limpio.
- Estabilizar las tasas de gas y condensado en el separador.
- Luego, tomar las muestras.¹¹

El muestreo en yacimientos de gas condensado es normalmente realizado en superficie en el separador de alta presión, McCain aconseja cuando los yacimientos presentan altas permeabilidades ser estabilizados días antes de

¹⁰ McCAIN, William D. The Properties of Petroleum Fluids. Segunda edición Tulsa, Oklahoma: Editorial PennWell. 1990.

¹¹ McCAIN, William D. The Properties of Petroleum Fluids. Segunda edición Tulsa, Oklahoma: Editorial PennWell. 1990.

realizar el muestreo para garantizar la subdivisión de la fracción pesada de heptano+.

Según la relación de gas petróleo registrada en el separador, se recombina las muestras de gas y líquido para obtener la muestra representativa del fluido del yacimiento.

4.1.1.3. Yacimientos de petróleo saturados.

La presión de yacimientos saturados está por debajo de la presión de burbuja a temperatura de yacimiento. En yacimientos de petróleo saturados, una capa de gas existe en equilibrio con la zona de petróleo, la presión en esta zona de contacto es la presión de saturación del sistema.

Debido a la diferencia existente entre las razones de movilidad del gas y del petróleo, se realiza el acondicionamiento de pozos en yacimientos de petróleo saturado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Reducción gradual de la tasa de flujo del pozo.
- Estabilizar cada tasa de flujo y medir la relación gas petróleo producido del pozo.
- Reducir la tasa de producción hasta que la relación gas petróleo sea estable.
- Recolectar las muestras.

Si se realiza el muestreo en fondo, es importante acondicionar el pozo a muy bajas tasas de producción durante el proceso de muestreo.

4.1.1.4. Yacimientos de gas condensado saturados.

En yacimientos de gas condensado saturados, la presión de yacimiento ha declinado por debajo de la presión de rocío, para formar una zona de líquidos móviles e inmóviles.

La movilidad del condensado es mucho menor que la del gas en el medio poroso, por lo que los líquidos que se quedan en el yacimiento son ricos en componentes pesados.

Para estos yacimientos no es recomendable el muestreo del fluido original del yacimiento, así se realice el acondicionamiento previo del pozo, Sin embargo, un programa de muestreo de fluidos puede ser diseñado para otros propósitos en la gerencia de un yacimiento, como el monitoreo de progreso de explotación del yacimiento.

4.1.2. Acondicionamiento del pozo.

Es el proceso de preparación del pozo para muestreo de fluidos del yacimiento con el fin de remover cualquier alteración que afecte el fluido original del yacimiento como resultados de altos cambios en la diferencia de presión debe ser mantenida entre el pozo y el área de drenaje, o invasión de fluidos a la formación.

Se puede considerar que el pozo está debidamente acondicionado cuando la relación gas petróleo medida con apropiados equipos de superficie no cambian apreciablemente con los cambios de tasa.

4.1.3. Métodos de muestreo de fondo y herramientas.

4.1.3.1. Muestreador de fondo convencional.

Los muestreadores de fondo convencionales son cámaras con válvulas que son usados para tomar muestra de los fluidos.

Estos muestreadores utilizan dos tipos de técnicas, de flujo y de la cámara de vacío:

Para la técnica de flujo a través de la cámara, la herramienta es baja dentro del pozo con las válvulas abiertas, la cámara de muestreo es limpiada con el fluido del pozo. Con la profundidad de muestreo seleccionada, las válvulas se accionan para cerrar por tiempo, o por mecanismos eléctricos, dependiendo del tipo de herramienta.

Para la técnica de la cámara de vacío, la misma es posicionada con equipo a la profundidad deseada. Posteriormente las válvulas son abiertas y la cámara se llena con los fluidos que se encuentran en el pozo a la profundidad de posicionamiento. En cualquiera de las técnicas, el muestreador lleno de fluido es retirado hasta la superficie, y luego el fluido alojado se transfiere a otro cilindro, que luego son transportados al laboratorio.

4.1.3.2. Muestreador de fondo con cámara compensada.

Pertenece a la nueva generación de muestreadores de tipo convencional. Los muestreadores con cámaras compensadas permiten que la tasa de fluido que se está muestreando pueda ser controlada aplicando contrapresión durante el proceso, esto facilita la recolección de muestras monofásicas, se encuentran equipados con un pistón en la cámara de muestra que separa la muestra de fluido del yacimiento del fluido hidráulico al otro lado del pistón.

4.1.3.3. Muestreador Monofásico.

Los muestreadores monofásicos son usados para capturar fluido de yacimiento la cual puede contener asfaltenos en solución.

Los muestreadores multifásicos son compensados aplicando una contrapresión con nitrógeno en vez de un pistón en la cámara de muestreo. Mediante el mantenimiento de la contrapresión mucho más alta que la presión de yacimiento, es de esperar que se mantengan las condiciones monofásicas en la cámara de muestreo. Sin embargo, desde que la muestra es sometida a una reducción de temperatura cuando esta es sacada hasta superficie, es probable que algún precipitado de asfaleno pueda ocurrir, dependiendo de la concentración de asfaltenos de la muestra.

La práctica estándar en muchos laboratorios es restaurar la muestra recalentándola y manteniéndola a la temperatura y la presión del yacimiento durante muchos días en constante agitación para alcanzar una mezcla de lo que en ella está contenida.

4.1.3.4. Muestreadores Exotérmicos.

Los muestreadores exotérmicos son similares a los muestreadores monofásicos excepto de que estos son diseñados para el mantenimiento de la temperatura de la muestra.

Estas son usadas principalmente para muestras que contienen asfaltenos. El principal objetivo es prevenir que los asfaltenos precipiten, manteniendo la temperatura y la presión de la cámara de muestra tan cerca como sea posible de las condiciones del muestreo, Los muestreadores exotérmicos son mantenidos calientes con una camisa de calentamiento operada a baterías.

4.1.4. Probadores de formación mediante Wireline (Wireline formation testers).

Los probadores de formación mediante Wireline (WFT) son una herramienta de una tecnología muy avanzada, describen aquellas herramientas para la medición de la presión y temperatura, y el muestreo de fluidos.

Estas han comenzado a usarse de manera masiva como herramienta para la captura de información que ayudan al estudio de caracterización de un yacimiento. La herramienta consiste en una probeta y sello que se puede extender contra el pozo para crear una trayectoria de flujo entre la formación y la herramienta, que a su vez se encuentra aislada de los fluidos de perforación o de terminación en el pozo. Los fluidos después fluyen desde la formación hacia muchas cámaras dentro de la herramienta que puede ser selectivamente abiertas y cerradas remotamente desde la superficie.

Las más modernas herramientas WFT están equipadas con muestreadores que pueden aplicar contrapresión sobre las muestras para mantenerlas monofásicas, si es requerido.

4.2. PLANIFICACIÓN DEL MUESTREO

Las mediciones de laboratorio establecen propiedades estándar del fluido de yacimiento, por esto, es de vital importancia el muestreo de los fluidos de para estimarlas con exactitud un análisis de pruebas PVT.

La caracterización de los fluidos se realiza mediante la medición y correlación de sus propiedades fisicoquímicas, aunque se puede medir en el campo, la toma de

una muestra adecuada garantiza la confiabilidad de los datos reportados en el laboratorio PVT.

El conocimiento de las técnicas de muestreo y del análisis de prueba PVT proporcionan al ingeniero de yacimientos en campo información para decidir cuándo se requiere una muestra, acondicionar el pozo para el muestreo dependiendo de la técnica de muestreo a utilizar según el tipo de fluido que produzca el yacimiento aportando a la exactitud de los datos a obtener en el laboratorio.

Se recomienda realizar la toma de muestras para un análisis adecuado de los fluidos en la etapa temprana de la vida productiva del yacimiento, antes de que ocurra una sustancial vaciamiento del mismo esto asegura que la composición y las propiedades del fluido estén disponibles con información oportuna para la toma de decisiones inherentes a la planificación del campo y de igual forma, cuando la producción sea el resultado de la operación de limpieza de los pozos asegurando que las muestras del fluido no se encuentren contaminadas, es decir se recolecta antes de que la presión de yacimiento caiga por debajo de su presión de burbuja para yacimiento de petróleo o presión de rocío para yacimiento condensando. (Presión de saturación solo para nosotros).

4.2.1. Número de localización de los pozos de muestreo

La cantidad y localización de los pozos a muestrear lo determina:

- El grado de variabilidad de los fluidos de formación de acuerdo a la geología del yacimiento, se debe tener en cuenta que los yacimientos con fallas,

buzamientos o condiciones geológicas presentaran variaciones en las propiedades.

- El historial de producción de los pozos.
- La precisión con la que se desea trabajar en ingeniería, según la eficiencia en la obtención de muestras.

4.2.2. Características de los pozos de muestreo:

- Alta tasa de flujo, pero no excesiva.
- Mínima saturación de gas libre.
- Relación gas- petróleo estable e igual al promedio del yacimiento.
- No producción de agua.
- Su terminación debe estar alejada de los contactos gas-petróleo y agua-petróleo.

4.3. TÉCNICAS DE MUESTREO

Los muestreos de fluidos de yacimientos se dividen en dos categorías: muestreo de superficie o recombinación y muestreo de fondo. En el muestreo de superficie, las muestras se recolectan en diferentes puntos en superficie, como el cabezal de pozo, tanques de almacenamiento, líneas de producción, separadores, entre otros. En el muestreo de fondo, la recolección de muestras de fluido es dentro del pozo, cerca de la cara de formación.

Los factores que influyen la selección de la técnica de muestreo para cualquier yacimiento son:

- El comportamiento de producción del pozo.
- Equipos mecánicos en el fondo del pozo.
- Costo de preparación del pozo para el muestreo.
- Condiciones mecánicas del separador de superficie.
- Disponibilidad de equipos de muestreo, y aspectos de seguridad.

4.3.1. Muestreo de superficie

También conocido como muestreo de recombinación, consiste en recolectar muestras de líquido y gas de producción a condiciones de separador, estas son recombinadas en laboratorio obteniendo una muestra representativa del fluido de yacimiento.

Es la única técnica recomendada para tomar muestras de yacimientos de gas condensado, si la presión de yacimiento no ha declinado por debajo de la presión del punto de rocío original. A demás se recomienda para yacimientos de petróleo volátil.

4.3.1.1. Acondicionamiento del pozo

Para realizar un muestreo significativo a utilizar en el análisis de laboratorio, es necesario estabilizar el pozo a la menor tasa de flujo posible de acuerdo a la curva de índice de productividad en un yacimiento de petróleo, reduciendo así el gradiente de presión de “Drawdown” proveniente de la condensación retrograda de líquido en yacimiento de gas condensado o el desprendimiento de gas en solución de petróleo pero asegurando evitar el deslizamiento diferencial durante el flujo multifase a velocidades insuficientes que producirán acumulación de líquido en la tubería, todo esto se debe realizar manteniendo constantes las condiciones de separador.

Para los fluidos que fluyen hacia un pozo en el yacimiento, una diferencia de presión debe ser mantenida entre el pozo y el área de drenaje. Esta diferencia de presión es denominada drawdown. Altas tasas de flujo pueden alcanzar altos drawdowns. Al contrario, bajas tasas de flujo pueden mantener bajos drawdowns. Este concepto es utilizado en el proceso de acondicionamiento del pozo para muestreo y generalmente es aplicado a todos los tipos de yacimiento.

4.3.1.2. Toma de Muestras

La estabilización de las fases líquida y gaseosa se realiza en un separador con suficiente capacidad de tiempo de retención y con un extractor interno de niebla. Previamente a la toma de la muestra, se mide con exactitud la presión y temperatura del separador y del tanque de almacenamiento, de igual manera las tasas de producción de gas y líquido de separador.

Las muestras de gas de separador tomadas en el sistema de medición, las muestras de líquido de separador y de tanque a condiciones estándar son las necesarias en laboratorio.

Es importante que el gas y el líquido se muestreen en el mismo separador, preferiblemente en la primera etapa de separación.

4.3.1.2.1. Toma de muestra de gas

Se realiza por el método del cilindro evacuado, de acuerdo siguiente procedimiento:

- Asegurar vacío a los cilindros de muestreo.

- Seleccionar el punto de muestreo, localizado corriente abajo del medidor y cercano a la salida del separador para evitar una caída de temperatura.
- Garantizar que la presión del separador sea mucho menor que la presión máxima de operación.
- Establecer una corta conexión mediante una línea flexible entre el cilindro y la fuente de gas del separador.
- Introducir gas de separador en la línea para desplazar el aire.
- Saturar con gas el cilindro de muestra.
- Cerrar la válvula de entrada del cilindro y de la línea de fuente.
- Despresurizar la línea de fuente.
- Desconectar el cilindro.
- Ubicar en las válvulas del cilindro tapones.

4.3.1.2.2. Toma de muestra de líquido

El método más recomendado para realizarse es del líquido desplazado, también se utiliza el método del cilindro evacuado del gas desplazado.

Previo a realizar el procedimiento se debe garantizar que no exista agua u otra sustancia contaminante en el punto de muestreo seleccionado.

- Llenar el cilindro de muestreo con agua, salmuera o entre otros, según disponibilidad, características corrosivas del fluido y asegurando sea más denso que el líquido de separador.
- Asegurar una sola fase seleccionado el punto de muestreo en la primera etapa de separación.
- Garantizar que la presión del separador sea mucho menor que la presión máxima de trabajo del cilindro-

- Establecer corta conexión a través de una línea flexible, entre el cilindro de muestreo y la fuente de líquido de separador.
- Saturar la línea flexible con suficiente líquido para desplazar el aire y limpiar el punto de muestreo.
- Abrir la válvula de la fuente de líquido de separador.
- Ubicar verticalmente el cilindro con la válvula de entrada en el tope durante el muestreo.
- Abrir en su totalidad la válvula superior del cilindro, luego paulatinamente la válvula de fondo asegurando en un recipiente graduado el fluido de desplazamiento.
- Al obtener el 90% del volumen del líquido de desplazamiento, se cierra la válvula de fondo seguido la válvula de tope de cilindro.
- El 10% restante del líquido de desplazamiento saldrá por el fondo del cilindro hasta que aparezca la primera gota de líquido de separador, luego se cerrará la válvula de fondo.
- Cerrar la válvula de la fuente del líquido de separador.
- Quitar presión de la línea flexible.
- Desconectar el cilindro.
- Ubicar en las válvulas del cilindro tapones
- Tomar por lo menos dos muestras.

4.3.1.2.3. Errores en muestreo de superficie

Los errores comunes encontrados en el muestreo de superficie se mencionan a continuación:

- Corriente de fluido no equilibrada en el separador debido a la inapropiada dimensión del separador, insuficiente tiempo de residencia, inapropiada operación y pobres condiciones mecánicas.
- Entrada de líquido en la salida de corriente de gas en el separador.
- Entrada de gas en la salida de corriente de líquido en el separador.
- Formación de emulsiones en la salida de la corriente de líquido.
- Pobres prácticas de muestreo en el separador.
- Transferencia, manejo y transporte de las muestras.
- Error en la medición de parámetros en el separador.

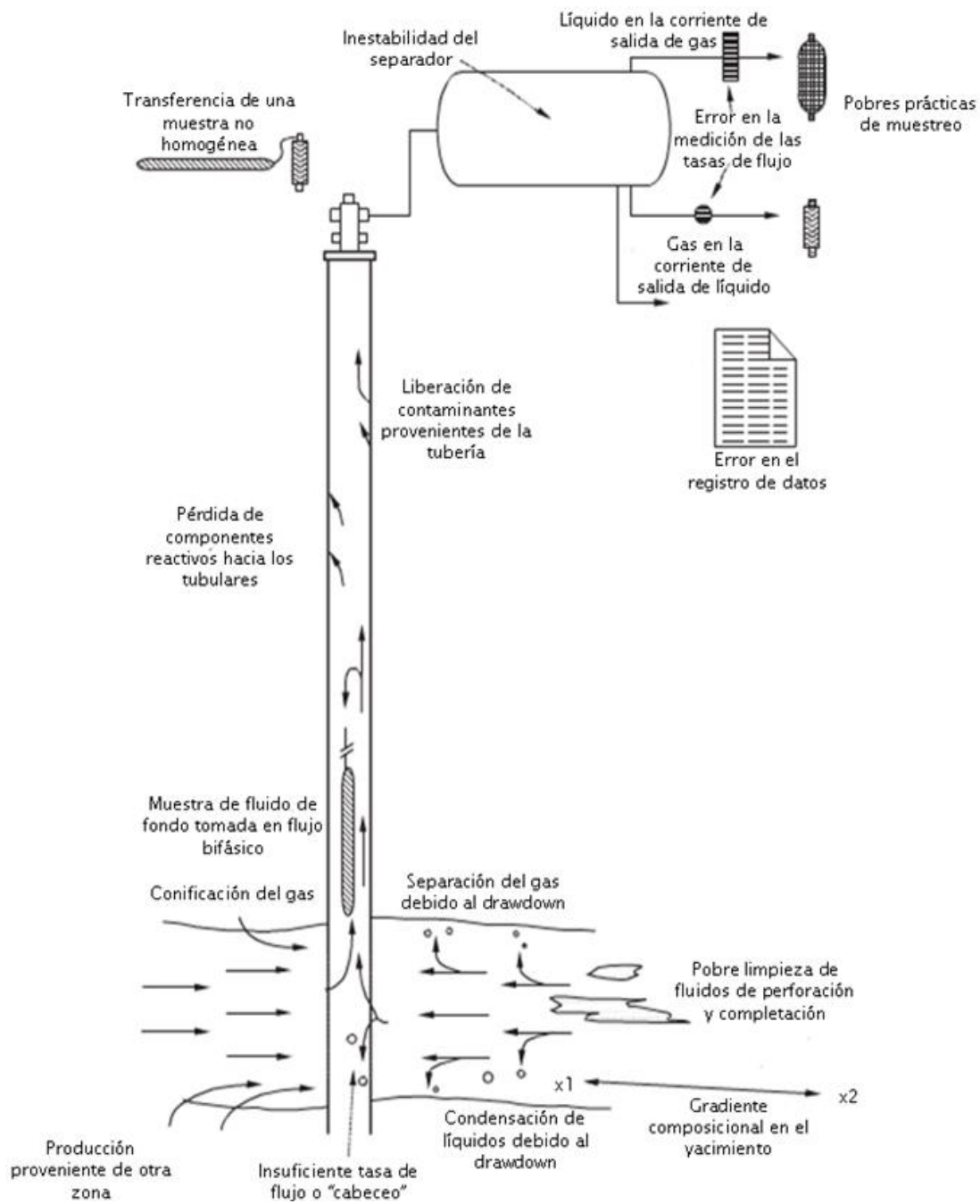


Figura 13 : Fuentes de error al momento de realizar muestreo de fluidos.

Fuente: PORTAL DEL PETRÓLEO. Muestreo de fluidos del yacimiento.

4.3.2. Muestreo de subsuelo

Es utilizado para yacimientos de Black oil y yacimientos de petróleo volátil, si la presión no ha caído debajo de su presión de saturación. Se realiza mediante un equipo especializado que recolecta muestras de fluido de yacimiento dentro del pozo cerca a la cara de la formación.

Esta técnica de muestreo no se debe emplear en yacimientos que produzcan un volumen alto de agua ni en yacimientos condensados.

4.3.2.1. Acondicionamiento del pozo para yacimientos saturados

Se debe desplazar el fluido no representativo de la cara del pozo con fluidos del yacimiento provenientes de puntos distantes, a través del control y manipulación adecuada de la tasa de producción y presión de fondo fluyente.

En estos yacimientos, el fluido que entra a la cara del pozo a presión de fondo fluyendo se encuentra más saturado que el fluido de yacimiento en el límite del área de drenaje.

El comportamiento del fluido tendrá una tendencia cercana al fluido original del yacimiento al aumentar la presión de fondo fluyendo por la disminución de la tasa de flujo.

Cuando no se dispone del índice de productividad en la curva de abatimiento de presión, se utiliza el procedimiento a continuación:

- Remover el material contaminante como resultado de la operación con el pozo fluyendo a una tasa de producción no mayor al 50% del potencial del pozo.
- El pozo debe fluir 24 horas más a la mitad de la tasa de flujo utilizada en limpieza.
- Alcanzar la tasa de producción más baja posible, sin produzca agua o se detenga el flujo.
- Cerrar el pozo hasta lograr condiciones estáticas.

4.3.2.2. Acondicionamiento del pozo para yacimientos bajo saturados

Para tomar muestras representativas en estos yacimientos se debe eliminar el comportamiento bifásico cercano a la cara del pozo, se logra al aumentar la presión de fondo fluyendo, la cual será mayor a la presión de saturación a través de la reducción la tasa de flujo.

De acuerdo a la relación gas-petróleo de producción y de solución se indica el flujo en una sola fase en la cara del pozo si estas son iguales, esto se presenta en yacimientos altamente subsaturados.

4.3.2.3. Errores en muestreo en subsuelo

- Contaminación proveniente de fluidos de perforación, filtrado de lodo y fluidos de completamiento.
- Separación de fases en la cercanía del pozo, debido a un excesivo drawdown.

- Flujo intermitente o “cabeceo” a bajas tasas de flujo.
- Pérdida de los componentes reactivos, tales como sulfuros, que afectan los equipos de fondo.
- Separación de fases en la columna estática de fluido del pozo.
- Transferencia, manejo y transporte de las muestras.

5. ANÁLISIS TÉCNICO

Para la elaboración y puesta en marcha de cualquier proyecto es necesario realizar una serie de estudios previos que abarcan desde su ubicación, dimensionamiento, distribución de espacios hasta proveedores y otros que garanticen el éxito y buen funcionamiento del mismo, no solo en el momento sino también en el largo plazo.

Para el caso del este proyecto se busca la forma de ejecutar la puesta en marcha de un laboratorio PVT que cumpla con las expectativas de sus usuarios, inversionistas y otras partes interesadas, es por esto que a continuación se muestran una serie de análisis previos al mismo que buscan encontrar la mejor solución para el desarrollo de la idea.

5.1. OBJETIVOS

El objetivo principal en el presente análisis técnico es establecer los parámetros operativos en los cuales se ubicará el laboratorio de pruebas PVT propuesto. Posteriormente, identificar y analizar las necesidades mínimas requeridas para actualizar y ajustar el posible nuevo laboratorio de pruebas PVT de la UIS a dichos parámetros operativos establecidos.

En resumen, se define todo lo relacionado al análisis y determinación de los parámetros que inciden en el desarrollo y funcionalidad técnica del proyecto en sí. En cada punto se especifica aspectos relacionados al proyecto y su injerencia en su selección. El análisis técnico se encuentra conformado por los siguientes puntos:

- Localización del proyecto
- Tamaño o dimensionamiento
- Parámetros operacionales del laboratorio
- Identificación de los equipos requeridos
- Descripción de los equipos

5.2. LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

La localización puede considerarse uno de los puntos más relevantes a la hora de desarrollar un proyecto y es por eso que se tienen que tener en cuenta diferentes factores como lo son la ubicación de los consumidores o usuarios, vías de comunicación y medios de transporte, normas y regulaciones específicas, tales como el plan de ordenamiento territorial de Bucaramanga, disponibilidad de recursos entre otras que combinados generen una mejor rentabilidad y disminución de costos, además de una excelente proyección en el tiempo.

En este proyecto se tienen definidas dos localizaciones específicas, la primera de ellas es el Parque Tecnológico de Guatiguará, que cuenta con muy buenas instalaciones en materia de desarrollo científico y tecnológico, laboratorios de punta y personal calificado, quien en conjunto con la industria impulsan y desarrollan grandes proyectos.

Por otro lado, también existe la posibilidad de implementar este laboratorio en el campus de la Universidad Industrial de Santander, más específicamente en la escuela de Ingeniería de Petróleos la cual cuenta con una nueva planta física y está cerca a los usuarios principales del proyecto, los profesores y estudiantes, por lo cual se proyecta como una gran opción.

Una vez definidas las dos locaciones más posibles se pasa a usar el método cualitativo por puntos que dará una respuesta al punto más conveniente de acuerdo a los parámetros que se definan como más relevantes al proyecto. A continuación, se presentan los usados en esta investigación:

- **Mejor locación geográfica:** está relacionada con las condiciones naturales que rigen en las diferentes zonas en donde sea factible la ubicación de los equipos de análisis que constituirán el laboratorio y el beneficio de sus usuarios, para esto se revisan los niveles de contaminación en la zona, vías de acceso, plan de ordenamiento territorial, entre otras que aseguren las mejores condiciones para el desarrollo de las actividades en el laboratorio en el corto y largo plazo.
- **Mejor beneficio económico:** representa los gastos asociados a la actividad, que involucra la obtención de suministros e insumos, y los costos fijos como los servicios de agua y electricidad, gastos variables como el transporte o requisitos adicionales de instalación, etc.
- **Mejor infraestructura física:** al tratarse de un laboratorio PVT se tienen que garantizar las mejores condiciones para el desarrollo adecuado de las actividades que se llevan a cabo en el mismo, es por esto que la infraestructura debe reunir todas las condiciones técnicas, de espacio y seguridad requeridas.

Ya que se tienen definidos los factores más relevantes con respecto a la localización se procede a usar el método cualitativo por puntos, ya que este método asigna un valor especial a cada uno de los factores relevantes para la selección de la locación de acuerdo al grado de importancia (0,0 a 1,0); seguido a esto se valora cada factor de acuerdo a una escala dada, para este caso de 0 a 5; y por último se hace una operación por ponderación que permita dar un valor definitivo al final. La opción con mayor puntaje obtenido, que resulta de la multiplicación del valor asignado con la puntuación dada para cada factor es la que es más conveniente para el proyecto. En la tabla 3 se muestran las puntuaciones obtenidas por cada una de las opciones en donde la locación A corresponde al campus de la UIS y la B corresponde al parque tecnológico.

Tabla 3 : Desarrollo del método cualitativo por puntos

FACTOR RELEVANTE	VALOR ASIGNADO	LOCACIÓN A		LOCACIÓN B	
		PUNTUACIÓN	PONDERADO	PUNTUACIÓN	PONDERADO
Ubicación geográfica	0,30	3,5	1,05	4	1,2
Infraestructura	0,30	4	1,2	5	1,5
Costos fijos	0,15	3	0,45	3	0,45
Mercado	0,15	2,5	0,375	3,5	0,525
Transporte	0,10	2,5	0,25	3,5	0,35
TOTAL	1		3,325		4,025

Según los resultados obtenidos la mejor localización se da en el parque tecnológico por una diferencia de aproximadamente 0,7 puntos y aunque solamente la locación del PTG supera ligeramente una puntuación de 4 si resulta ésta como óptima, más sin embargo es indispensable evaluar los demás factores.

5.3. DIMENSIONAMIENTO

Para la instalación del laboratorio es necesario contar con espacios adecuados para el mismo, este debe ser lo suficientemente amplio para poder ubicar cada uno de los elementos requeridos como equipos de medición, máquinas especiales y su espacio para la correcta operación de los usuarios, para esto se hace necesario tener información sobre cada uno de los elementos a ubicar dentro del laboratorio, la capacidad productiva a instalar, la cantidad de personas que usarán el mismo en un periodo de tiempo determinado entre otras que permitan cuantificar el espacio en metros cuadrados necesarios.

Para llevar a cabo lo anterior es necesario tener claro los siguientes puntos:

- Capacidad a instalar (instrumentación y equipos).
- Tiempo esperado de respuesta
- Usuarios y frecuencia de uso
- Insumos o materia prima para el desarrollo de las actividades.
- Consumos básicos o adicionales (energía, agua, gas, etc.).

Cada uno de los puntos mencionados, servirán como referencia para analizar los posibles lugares donde se pueda optimizar el tamaño del proyecto, con el fin de obtener la cantidad esperada en producción, reducir costos y agilizar los procesos. Es importante resaltar que se debe disponer para la ubicación de los equipos e instrumentos, un área no superior a 2 m² por cada uno de los equipos de gran

tamaño, debido a que se debe agregar el espacio adecuado en el perímetro de cada elemento para que pueda ser correctamente operado por los usuarios, adicional a lo anterior algo que facilita la distribución de los mismos es que no se tienen restricciones de operación entre los mismos.

Para facilitar el desarrollo de la valoración del dimensionamiento solo se analizará la aplicación de un solo set de instrumentos, equipos e insumos, ya que éste es el más probable con el que se cuente y cumple con los requisitos técnicos para certificarse como laboratorio de PVT.

5.4. EQUIPOS CON LOS QUE CUENTA EL LABORATORIO

La escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander contaba hasta hace unos años con un laboratorio de pruebas PVT y comportamiento de fases para el estudio de fluidos de yacimientos hidrocarburos. Dicho laboratorio no trabaja actualmente debido a la falta de equipos, normas, instrumentación o debido a que los equipos con los que disponía hace aproximadamente 23 años están en deplorables condiciones operacionales, la tecnología que algunos manejan se podría definir como obsoleta, con poco uso durante la última década y sin un mantenimiento constante que les permita certificar su calibración, elementos por los que se considera que no reúnen las mejores condiciones físicas para ser empleados bajo las condiciones que ofrece y demanda el mercado en la actualidad.

Se presenta en forma de tabla los equipos PVT con los que la Escuela de Ingeniería de Petróleos contaba y el estado actual de los mismos.

Tabla 4 : Equipos del laboratorio de pruebas PVT de la UIS

Equipos PVT	Estado actual
Celda visual (Fig. 14)	Sin funcionar, tecnología obsoleta
Manómetros	No disponible
Separador instantáneo (Fig. 14)	Sin funcionar, tecnología obsoleta
Gasómetro (Fig. 16)	Sin calibrar, tecnología obsoleta
Viscosímetro	No Disponible
2 bombas manuales (Fig. 14)	No Disponible Sin calibrar
Medidor de peso muerto (Fig. 15)	Buenas condiciones
Bomba de vacío	No Disponible
Balanza	No Disponible
Bomba de compresión de gas	No Disponible
Cilindros de alta presión	No Disponible

Se puede concluir que actualmente la Universidad Industrial de Santander no cuenta con los equipos necesarios para prestar a la industria y a la academia el servicio de pruebas PVT para fluidos hidrocarburos.

De los equipos con los que hace aproximadamente 20 años disponía el laboratorio, solo se encontró en condiciones regulares el equipo medidor de peso muerto y el gasómetro, sin embargo, el segundo necesita ser calibrado.

Los demás equipos que se encuentran hoy en día “guardados” en una bodega del edificio principal en el Parque Tecnológico de Guatiguará (PTG) presentan dos casos: el primero como sucede con la celda visual y el separador instantáneo son equipos sin funcionar. El segundo caso es el presentado por una de las dos

bombas manuales. Este equipo, hoy en día funciona, pero es de tecnología obsoleta (uso de mercurio) y demanda calibración.

Los equipos definidos como “no encontrados” como lo son la otra bomba manual, el viscosímetro, la bomba de vacío, la balanza, la bomba de compresión de gas y los cilindros de alta presión; son equipos que han sido cedidos para trabajar en otros laboratorios del PTG o actualmente no existen.



Figura 14 : Equipos del laboratorio PVT de la UIS sin funcionar

Fuente: Autor. Parque Tecnológico de Guatiguará

5.4.1. Descripción de los equipos disponibles

Como anteriormente se mencionó, los equipos con los que actualmente podría contar el laboratorio de pruebas PVT de la Universidad Industrial de Santander son el gasómetro y el medidor de peso muerto.

5.4.1.1. Medidor de peso muerto

El medidor de peso muerto es un mecanismo estándar de calibración que permite en forma precisa medir, verificar, mantener y controlar presiones dentro del sistema.



Figura 15 : Peso muerto del laboratorio PVT de la UIS

Fuente: Autor. Parque Tecnológico de Guatiguará

La presión en el medidor de peso muerto se obtiene colocando platos de acero inoxidable de peso conocido sobre la mesa del medidor. El medidor se conecta por un extremo a una bomba manual la cual genera presión hidráulica que compensa la presión producida por los pesos y por el otro extremo a un indicador nulo de presión diferencial, el cual consiste de dos cámaras separadas por un diafragma delgado de metal. ¹²

¹² CENTENO Francisco, JEREZ Gladys. Montaje y puesta en funcionamiento del laboratorio de pruebas PVT de la UIS. UIS. 1994

5.4.1.2. Gasómetro modelo RUSKA 2331-800

El gasómetro es un equipo que se utiliza para medir los volúmenes de gas producidos en la liberación diferencial y en la liberación instantánea realizadas en el laboratorio.



Figura 16 : Gasómetro RUSKA del laboratorio PVT de la UIS

Fuente: Autor. Parque Tecnológico de Guatiguará

El gasómetro cuenta con dos cámaras de vidrio calibradas para 1000 y 2000 cc respectivamente, estas se pueden conectar al mismo tiempo para obtener una capacidad volumétrica total de 3000 cc.

El equipo opera usando el principio de una bomba volumétrica a la atmosfera con un pistón conectado a un mecanismo de medida que incluye una escala, un vernier y una perilla ajustadora de presión. Cuando el gas entra a la cámara de vidrio, el pistón es desplazable y este desplazamiento es medido en una escala graduada en centímetros cúbicos (cc) la cual cuenta con un vernier que permite obtener lecturas con una resolución de 0.1% de toda la escala.

Cada cámara de vidrio debe comunicarse con un manómetro que pueda medir presiones positivas y negativas (vacío). Se recomienda que todas las lecturas de volumen sean tomadas a presión atmosférica, la cual se puede obtener con ayuda de la perilla justadora. También se recomienda que las lecturas de volumen se hagan a la temperatura de laboratorio.

La válvula de dos vías localizada en el centro del panel, es la que permite la comunicación entre los dos cilindros. Cuando está cerrada los cilindros están separados y pueden ser usados individualmente. De lo contrario los cilindros se comunican para dar un volumen total de 3000 cc. Tanto los orificios de venteo como los orificios de entrada están controlados por su respectiva válvula de tres vías. Los de venteo permiten liberar a la atmosfera o transferir hacia otro instrumento el gas recolectado en cada cámara, los de entrada están comunicados a las fuentes de gas.¹³

5.5. IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS REQUERIDOS

5.5.1. Parámetros operacionales del laboratorio de pruebas PVT

Al momento de realizar el estudio de los equipos requeridos, se tuvieron en cuenta sus características, disponibilidad y el nivel de utilidad debido a que en el mercado se pueden encontrar diferentes modelos que se ajustan a distintos parámetros de acuerdo a las características operacionales demandadas por cada laboratorio.

Se definió un rango operacional promedio de los equipos y del mismo modo un rango promedio de las características de la muestra de crudo a recibir en el

¹³ CENTENO Francisco, JEREZ Gladys. Montaje y puesta en funcionamiento del laboratorio de pruebas PVT de la UIS. UIS. 1994

laboratorio que serían sometidas a las pruebas PVT que se ajustaran a las necesidades que busca el laboratorio para cubrir de forma adecuada un servicio a la industria y a la academia.

Tabla 5 : Características de las muestras a recibir en el laboratorio

Características de la muestra	Rango
Tipo de crudo	Black Oil
API de la muestra	Livianos a medianos (mayor a 22°)
GOR	Menor a 2000 ft3/Bbl
Bo	Menor a 1.5

Tabla 6 : Parámetros operacionales promedio de los nuevos equipos PVT

Parámetros operacionales de los equipos	Rango
Presión de operación	vacío – 15.000 psi
Temperatura	Ambiente – 350°F
Volumen de muestra	Mayor cantidad de volumen posible que pueda manejar cada equipo

5.5.2. Equipos PVT requeridos

Una vez se identificaron los parámetros a trabajar en el nuevo laboratorio de pruebas PVT, se realizó un análisis de los equipos de última tecnología en el mercado que se ajustan a dichos parámetros para desarrollar las pruebas.

En el capítulo 5.6 se presenta la descripción de cada equipo mencionado a continuación. En la Tabla 7 se muestran los equipos necesarios para realizar las pruebas.

Tabla 7 : Equipos PVT requeridos

Equipo	Función
Sistema PVT visual (celda visual PVT)	Comportamiento de fases
Aparato medidor de la presión de burbuja	Comportamiento de fases
Gasómetro automático	Comportamiento de fases
Trampa para líquidos condensados	Comportamiento de fases
GOR apparatus	Comportamiento de fases
Viscosímetro capilar	Viscosidad
Densímetro digital	Densidad
Analizador composicional de hidrocarburos	Composición del fluido
Celda de recombinación	Recombinación y restauración
Equipo para restauración de muestras	Recombinación y restauración
Cilindros tipo pistón de alta presión	Accesorios PVT
Compresor de gas	Accesorios PVT
Sistema generador de presión	Accesorios PVT
Balanza de peso muerto	Accesorios PVT
Medidor de presión digital	Accesorios PVT
Alimentación eléctrica ininterrumpida	Accesorios PVT
Limpiador de celda	Accesorios PVT

5.6. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS

5.6.1. Comportamiento de fases

5.6.1.1. Sistema PVT completamente visual (Fluid Eval Visual) Modelo B de Vinci Technologies

El sistema Fluid Eval totalmente visual PVT está diseñado para estudiar el comportamiento de fases de los fluidos del yacimiento a condiciones de presión y temperatura de yacimiento. La celda PVT se basa en una ventana a través de la celda que ofrece la visibilidad de la muestra completa. Es particularmente interesante cuando la observación visual del fluido debe llevarse a cabo como pruebas de hinchamiento, estudios volátiles del petróleo, estudios de condensados de gas, etc.

El sistema utiliza una bomba de alta presión incorporada para controlar la presión y el volumen del depósito de fluido en la celda. Un sistema motorizado de rotación permite girar la celda para una rápida recombinación y también poner la celda en la posición correcta antes de que la medición de volumen de líquido se lleve a cabo. Un sistema de cámara de video registra en tiempo real las fases fluidas, mientras que las herramientas de edición de video permiten al usuario final recuperar el volumen de cada fase en función de la presión y temperatura. Un agitador magnético acoplado y montado dentro de la celda ofrece una mezcla de fluidos eficientes y garantiza un equilibrio rápido de las fases de la muestra. Un calentamiento homogéneo de la muestra es proporcionado por cartuchos calefactores insertados en el cuerpo de la celda. ¹⁴

¹⁴ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017



Figura 17 : Sistema PVT Fluid Eval Modelo B

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.1.1.1. Características

Tabla 8 : Características del sistema PVT Fluid Eval Modelo B

Presión / Volumen	15,000 psi / 400 ml
Temperatura	hasta 200°C
Regulación de temperatura	± 0.2 °C
Precisión del volumen	0.001 ml
Precisión del líquido depositado	0.005 ml
Alimentación eléctrica	220 VAC 50/60 Hz

5.6.1.1.2. Beneficios

- Versátil
- Operación libre de mercurio
- Mínimo Volumen muerto

- Visibilidad completa de la muestra
- Bomba integrada para un control preciso de la presión y el volumen
- Sistema de cámara de video para grabar los experimentos PVT en tiempo real
- Agitador magnético para un rápido equilibrio de fase
- Sistema motorizado para el reposicionamiento de la celda
- Transductor de presión de alta temperatura de extrema precisión de 0.02% FS
- Sellado resistente a la descompresión rápidas de gas especial hecho en poliamida
- Control de temperatura

5.6.1.2. Aparato medidor de la presión de burbuja (BPR)

El equipo medidor de la presión de burbuja ha sido desarrollado para una rápida determinación de la curva presión-volumen, así como la presión de burbuja de muestras simples de hidrocarburos a condiciones representativas de presión y temperatura. Es una herramienta ideal para llevar a cabo una prueba de “quality check” en pruebas de separador.

La celda de muestra consiste en un recipiente de acero inoxidable, resistente a altas presiones provisto de un pistón flotante que separa los fluidos hidráulicos y de separador. Del lado de la muestra, la celda incorpora un anillo mezclador de bajo volumen muerto para una apropiada y correcta agitación de la muestra. El volumen de muestra se mide con a un localizador de pistón flotante que consiste en un sensor de posición localizado al final de la celda hidráulica. Una resistencia permite el control homogéneo de la temperatura en la celda. La presurización del fluido se realiza con un sistema generador de presión externo.¹⁵

¹⁵ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017



Figura 18 : Aparato medidor de presión de burbuja

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.1.2.1. Características

Tabla 9 : Características del aparato medidor de presión de burbuja

Presión	Ambiente hasta 15 000Psi
Volumen de célula	100ml
Temperatura	Ambiente hasta 175 °C (350 °F)
Precisión de la Temperatura	± 0.2 °C
Precisión de Volumen	0.01 ml
Precisión de Presión	0.1% FS
Precisión del líquido depositado	± 0.01 ml
Alimentación	220 VAC 50/60 Hz

5.6.1.2.2. Beneficios

- Rápida y precisa determinación de la presión de burbuja
- Fácil de usar

- Evita utilizar una celda PVT que se puede utilizar in-situ para fluidos de reservorio

5.6.1.3. Gasómetro automático Modelo 2 de Vinci Technologies

El gasómetro automático está diseñado para medir volúmenes de gas a la temperatura ambiente y presión atmosférica.

El gasómetro está provisto de un compartimiento calibrado de acero inoxidable equipado de un pistón impulsado por motor. El gas entra en el compartimiento a presión constante o a flujo constante. El volumen, la temperatura y la presión del gas son monitoreados y se exhiben continuamente. El gasómetro está provisto con válvulas de entrada y salida. El conjunto se monta en un chasis equipado de cuatro ruedas resistentes. ¹⁶



Figura 19 : Gasómetro automático

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

¹⁶ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017

5.6.1.3.1. Características

Tabla 10 : Características del gasómetro automático

Volumen	40 litros
Flujo Max de gas	100 litros/hora
Presión	Desde vacío a 20Psi
Precisión del volumen	0.1 ml
Precisión de la presión	0.1%
Resolución de la temperatura	0.1°C
Temperatura de trabajo	Ambiente
Partes en contacto	Acero inoxidable
Alimentación	220 VAC 50 Hz

5.6.1.3.2. Beneficios

- Mediciones exactas de Volumen
- Transferencia de gas a presión constante o a flujo constante
- Operaciones automáticas

5.6.1.4. Trampa para líquidos condensados

Diseñado para atrapar compuestos pesados que podrían producirse durante la liberación de la fase gaseosa desde el reservorio a condiciones atmosféricas.

La trampa de enfriamiento se instala entre una celda PVT celda y un gasómetro.

Se trata de una unidad de enfriamiento basada en el efecto de Peltier y un retenedor en pyrex cilíndrico de 10cc de capacidad.

La temperatura puede alcanzar hasta -10°C . La composición de los condensados atrapados puede ser analizada por cromatografía directa de gases.¹⁷



Figura 20 : Trampa para líquidos condensados

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.1.4.1. Características

Tabla 11 : Características de la trampa para líquidos condensados

Volumen	10cc
Precisión del Volumen	0.1ml
Temperatura	-10°C - ambiente
Alimentación	220 VAC 50 Hz

5.6.1.4.2. Beneficios

- Compacto, no utiliza líquido refrigerante.

¹⁷ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017

5.6.1.5. Equipo G.O.R.

El propósito del equipo GOR es producir la separación flash de fluidos presurizados y así medir la relación gas – petróleo a condiciones de equilibrio. El gas liberado se mide con el gasómetro a condiciones ambiente mientras que el petróleo muerto “flasheado” se determina por efecto de la gravedad.

El equipo GOR ofrece la capacidad de recircular el gas liberado a través de los picnómetros de alta presión uno para el petróleo y otro para el gas. Esta recirculación asegura el equilibrio de las fases líquido – gas y permite al operador obtener muestras homogéneas representativas a presión atmosférica. El establecimiento de equilibrio es esencial para los líquidos volátiles de alta presión tales como aquellos encontrados en los estudios de fluidos de reservorio. ¹⁸



Figura 21 : GOR apparatus

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

¹⁸ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017

5.6.1.5.1. Características

Tabla 12 : Características del GOR apparatus

Temperatura	Ambiente
Rata de flujo	100cc/min
Presión	atmosférica
Partes en contacto	Acero inoxidable

5.6.1.5.2. Beneficios

- Muestras homogéneas representativas
- Fácil de usar

5.6.2. Viscosidad

5.6.2.1. Viscosímetro capilar (CAVIS)

El viscosímetro capilar de alta presión CAVIS está diseñado específicamente para medir la viscosidad de fluidos de reservorio de una sola fase. Este opera bajo el principio de que cualquier fluido desplazado en flujo laminar a través de un tubo capilar de dimensiones conocidas, ejerce una caída de presión a través del tubo, el cual está relacionado a una rata de flujo de fluido que pasa a través. Esta relación es función directa de la viscosidad del fluido.

El instrumento controlado por computadora consiste en una bomba invertida de alta presión, dos transductores de presión de alta precisión, un baño de aire que homogeniza la temperatura al interior y un tubo capilar de geometría consistente.

Un set de cuatro tubos capilares de diferentes geometrías es provisto para cubrir el amplio rango de medidas de viscosidad. ¹⁹



Figura 22 : Viscosímetro capilar

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.2.1.1. Características

Tabla 13 : Características del viscosímetro capilar

Rango de viscosidad	0,02 cP a 10,000 cP
Volumen de muestra	10 ml
Presión	15,000 Psi
Temperatura	Ambiente hasta 200°C (400°F)
Regulación de temperatura	±0.5°C
Precisión de la presión	±0.02 %
Partes en contacto	Acero inoxidable
Alimentación	220 VAC 50/60 Hz

¹⁹ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017

5.6.2.1.2. Beneficios

- Medidas precisas
- Procedimiento de calibración provisto
- Amplio rango de viscosidad

5.6.3. Densidad

5.6.3.1. Densímetro digital ANTON PAAR DMA 4200M

El densímetro DMA 4200 M mide todas sus muestras de petróleo, incluyendo el petróleo crudo, productos intermedios, asfalto, betún, gas licuado de petróleo y líquidos de alta viscosidad.

Utilizar el DMA 4200 M significa que la medición tediosa, manual y que requiere mucho tiempo con picnómetros o hidrómetros es una cosa del pasado.

Se necesita sólo 2 ml de muestra e incluso las muestras viscosas se llenan fácilmente. La medición en un rango de temperatura de -10°C a 200°C permite incluso controles de densidad sobre muestras que son sólidas a temperatura ambiente. El DMA 4200 M calcula automáticamente los valores de densidad de la temperatura informada que requieren el uso de las tablas API incorporadas, sin necesidad de compensación manual de temperatura. Después de la medición, la celda de muestra del DMA 4200 M se limpia rápidamente con sólo una pequeña cantidad de disolvente.²⁰

²⁰ ANTON PAAR. Density meter for the petroleum industry.- DMA 4200M. 2017.

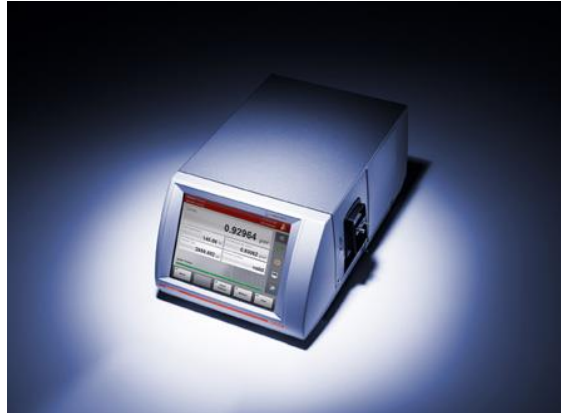


Figura 23 : Densímetro digital

Fuente: Anton Paar. "Density meter for the petroleum industry. DMA 4200M"

5.6.3.1.1. Características

Tabla 14 : Características del densímetro digital

Densidad	0 a 3 g/cm ³
Temperatura	hasta 200 °C
Presión	0 a 7250 psi
Precisión de densidad	hasta 0.0001 g/cm ³
Precisión de temperatura	0.03 °C
Material de la celda	Hastelloy
Volumen de la celda	2 ml
Dimensión	510 x 330 x 230 mm
Peso	27.1 Kg
Alimentación	220 VAC, 50 Hz
Conexiones	conectores de presión para tubos metálicos con un diámetro externo de 1/8 pulgadas.

5.6.3.1.2. Beneficios

- Diez veces más rápido que con los métodos tradicionales
- Sólo requiere 2 ml de muestra
- Llenado fácil, incluso de muestras que son sólidas a temperatura ambiente
- Calcula automáticamente los valores de densidad de la temperatura informada que requieren el uso de las tablas API incorporadas, sin compensación manual de temperatura
- La celda de la muestra se limpia rápidamente con sólo una pequeña cantidad de disolvente
- Reemplaza picnómetros e hidrómetros
- El corazón del DMA 4200 M es un tubo en U de Hastelloy, que tiene una resistencia química muy superior al ácido clorhídrico y gas ácido que el acero inoxidable
- De larga duración sin riesgo de roturas o corrosión

5.6.4. Composición del fluido

5.6.4.1. Analizador composicional de hidrocarburos

Después de “flashear” una muestra de petróleo vivo a condiciones ambientes en el gasómetro, un análisis composicional de la fase líquida y de gas liberado se lleva a cabo en una cromatografía de gas (GC).

Dos cromatografías estándar son usadas para analizar la composición de las fracciones líquidas y gaseosas de la muestra. Los valores obtenidos a partir del GC

son usados para generar un informe PVT de la composición de una muestra de separador gas, separador líquido o una muestra recombinada.²¹



Figura 24 : Sistema de análisis composicional de hidrocarburos
Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.4.1.1. Características

- Analizador de gas natural para gases húmedos hasta C14 basado en el GPA 2286 estándar.
- Analizador de líquido para petróleo crudo y condensados C36
- Una estación química para los dos cromatógrafos
- Facilidades para la edición de informes PVT de muestras de separador gas, separador líquido o muestras recombinadas.
- Una cryette para la determinación de pesos moleculares
- Gasómetro con equipo GOR

²¹ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017

5.6.4.1.2. Beneficios

- Análisis detallado de hidrocarburos hasta C36
- Peso en %, mol en %, volumen en %
- Peso molecular y distribución hasta C36
- Edición e impresión de informes

5.6.5. Recombinación y restauración de muestras

5.6.5.1. Celda de recombinación RCA1000 de Vinci Technologies

El equipo RCA 1000 se basa en una celda de recombinación de alta presión y alta temperatura en la cual soluciones de petróleo y gas son inyectadas a un volumen predefinido, agitadas, calentadas a una temperatura deseada y luego presurizadas sobre la presión de saturación por pocas horas para dar una mezcla homogénea del líquido a condiciones de reservorio.

El equipo está provisto con una celda de recombinación revestida con una chaqueta calefactora ideal para el control de la temperatura, un agitador magnético, un sistema de rotación motorizado, además de un anillo agitador en la cámara de la muestra para crudos pesados garantizando una agitación apropiada y un panel de exhibición para la temperatura y la presión. La parte superior de la celda está equipada con dos ojos de buey para visualizar la presión de saturación.²²

²² VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017



Figura 25 : Celda de recombinación

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.5.1.1. Características

Tabla 15 : Características de la celda de recombinación

Volumen de la celda	2000cc
Presión	15000Psi
Temperatura máxima de trabajo	Ambiente hasta 175°C (350°F)
Partes en contacto	Acero inoxidable, viton
Precisión de la presión	0.1 % FS
Precisión de la temperatura	± 0.5°C
Alimentación	220 VAC 50 Hz

5.6.5.1.2. Beneficios

- Muy rápida operación de recombinación debido a una agitación magnética
- Sistema de rotación motorizado en conjunto con un anillo agitador que provee una agitación eficiente para los crudos pesados
- Ventanas de ojos de buey para la detección del punto de rocío y punto de burbuja
- Versátil puede ser usado para petróleo y gas condensado gracias a su sistema de rotación

5.6.5.2. Equipo para la restauración de muestras

Muy útil para la restauración de una muestra fluida, el aparato permite calentar y agitar la muestra a la temperatura de yacimiento al mismo tiempo que la presuriza a presión de yacimiento usando una bomba de alta presión externa

La unidad puede acoplarse para uno, dos o seis cilindros de muestra.

El cilindro de la muestra se envuelve con una chaqueta térmica y después se monta en el sistema motorizado de agitación para proporcionar un medio de agitación adecuado para que fluidos bajo presión y temperatura trabajen de un modo seguro por varios días, si se requiere. El chasis viene equipado con cuatro ruedas resistentes que permiten mover el aparato muy fácilmente dondequiera dentro del laboratorio.²³

²³ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017



Figura 26 : Equipo de restauración de muestras

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.5.2.1. Características

Tabla 16 : Características del equipo de restauración de muestras

Temperatura	Ambiente hasta 200°C
Precisión de la temperatura	± 5°C
Diámetro del acumulador	80 a 100 mm
Longitud del acumulador	500 mm a 750mm
Alimentación	220 VAC, 50 Hz, 1500Watts

5.6.5.2.2. Beneficios

- Mecanismo de agitación eficiente para restauración de fluido
- Rampa de temperatura para un calentamiento rápido
- Regulación de temperatura muy precisa
- Fácil de desplazar
- Cilindro de muestra fluida fácil de montar

5.6.6. Accesorios PVT

5.6.6.1. Compresor de gas GB1000 de Vinci Technologies

Está diseñado para la compresión de muestras de gas a baja presión dentro de cilindros.

El compresor de gas está listo para trabajar. Todo lo que se necesita es un suministro de aire comprimido para la bomba de aire comprimido y un cilindro para almacenar el gas. El equipo incluye regulador de aire, filtro, compresor de gas y tubería de alta presión y demás accesorios.²⁴



Figura 27 : Compresor de gas

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

²⁴ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017

5.6.6.1.1. Características

Tabla 17 : Características del compresor de gas

Presión de admisión	225 a 2900Psi
Máxima presión de salida	15000Psi
Ratio de aumento de presión	1:150
Temperatura de operación	Ambiente 25° - 50°C
Transmisión de aire	7 a 145Psi
Fluido de proceso	Gas seco HC

5.6.6.2. Limpiador de celda

El limpiador de celda es un dispositivo móvil diseñado para la limpieza de celdas de alta presión. El principio consiste en llenar la mitad del reservorio de 20 litros con solvente y el resto de volumen con aire comprimido. El dispositivo viene con dos válvulas, una que se utiliza para cargar el solvente/aire comprimido y la segunda para inyectar el solvente a presión en la celda sucia.²⁵

²⁵ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017



Figura 28 : Limpiador de celda

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.6.2.1. Características

Tabla 18 : Características del limpiador de celda

Presión Max	100 psi
Volumen	20 litros
Aire comprimido	150 psi, seco

5.6.6.3. Sistema generador de presión (PGS)

Está diseñado para proveer una presión hidráulica para una transferencia libre de Hg a condiciones de presión. La salida máxima de presión es 10000Psi. El sistema viene con una bomba líquida de aire comprimido, manómetro, regulador de aire, válvula de descarga todo esto montado en un chasis compacto. ²⁶

²⁶ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017

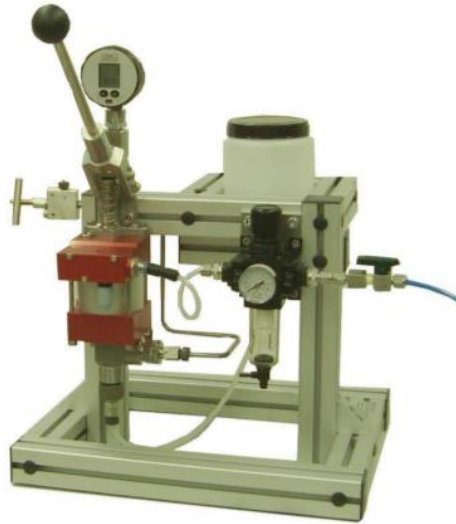


Figura 29 : Sistema generador de presión

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.6.3.1. Características

Tabla 19 : Características del sistema generador de presión

Máxima presión de salida	10000Psi
Entrada de aire	30 a 145Psi
Partes en contacto	Acero inoxidable

5.6.6.4. Balanza de peso muerto

Un sistema de calibración estándar de presión está diseñado para aplicaciones de calibración de alta presión. El dispositivo consiste en un pistón vertical de precisión y ensamblado cilíndrico.

Los pesos de calibración son cargados sobre el pistón, que oscila libremente dentro del cilindro. Estos pesos se balancean por la fuerza ascendente creada por el uso

de la presión dentro del sistema. El equipo viene montado sobre una plataforma desplazable y una tapa protectora. ²⁷

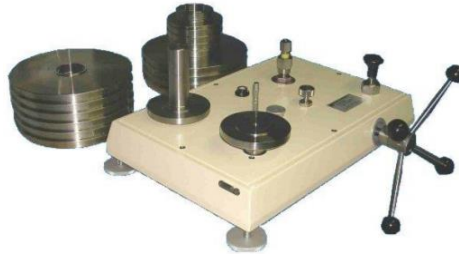


Figura 30 : Balanza peso muerto

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.6.4.1. Características

Tabla 20 : Características de la balanza peso muerto

Modelo	Pistón doble
Operación	Operado con aceite
Rango de presión	15Psi a 16000Psi
Precisión	0.015% RDG

5.6.6.5. Medidor de presión digital Series DPG de 15000 psi

La serie de Medidores de presión digital está diseñada para mediciones de presión extremadamente precisas, cumpliendo con los requerimientos más exigentes de precisión en cuanto a instrumentos de laboratorio o de campo.

²⁷ CENTENO Francisto, JEREZ Gladys. Montaje y puesta en funcionamiento del laboratorio de pruebas PVT de la UIS. UIS. 2017.

Este instrumento incluye un transductor de presión análogo de alta precisión, un disco de ruptura en caso de sobrepresión, un lector de presión de cinco números digitales y un software para la adquisición de datos durante la medida.²⁸



Figura 31 : Medidor de presión digital

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.6.5.1. Características

Tabla 21 : Características del medidor de presión digital

Modelo	DPG 15
Rango de presión	15000Psi
Precisión	0.1% FS
Conexiones	1/8” tipo autoclave
Partes en contacto	Acero inoxidable
Alimentación	220 VAC 1 fase, 50 Hz

²⁸ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017

5.6.6.6. Alimentación eléctrica ininterrumpida (UPS16)

La protección de energía de reserva es usada en la mayoría de los laboratorios contra ruido eléctrico, caídas de tensión, subidas de tensión y apagones que afectan a la sensibilidad de los componentes eléctricos de equipos de laboratorio. ²⁹



Figura 32 : Alimentación eléctrica

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.6.6.1. Características

Tabla 22 : Características de la alimentación eléctrica

Capacidad eléctrica de salida	12800 Watts / 16000VA
Máxima potencia configurable	12800 Watts / 16000VA
Voltaje de entrada	240 V +-1 %, una fase
Voltaje de salida	240 V +-1 %, una fase
Eficiencia a carga completa	90%
Tiempo de reserva	6 minutos a carga completa (12800 Watts) o 17 minutos a carga completa (6400 Watts)

²⁹ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017

5.6.6.7. Bomba métrica manual MP500-15-SS de Vinci Technologies

Este tipo de bombas versátiles permiten una excelente presurización del fluido hidráulico, medida exacta del volumen transferido y dosificación del mismo. Debido a que son operadas manualmente gracias a una manivela de rotación, no requiere mayor esfuerzo para manejar el husillo de avance tipo bola en una cámara resistente a la corrosión ya sea directamente o a través de un engranaje de tornillo sin fin el cual reduce en gran medida el torque de entrada necesario. Cuatro brazos se extienden en forma de manivela giratoria para facilitar el incremento de presión. La baja fricción del pistón incrementa considerablemente la vida útil de los sellos. Cada aparato viene completamente equipado con un manómetro, un reservorio de aceite, un calibrador tipo vernier de alta precisión volumétrica, soporte para el control del fluido con válvulas manuales. Por otra parte, se requiere un mantenimiento mínimo y su diseño robusto garantiza una larga vida útil de todos los componentes.³⁰



Figura 33 : Bomba manual

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Serie de bombas de inyección”

³⁰ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, serie de bombas de inyección. 2017

5.6.6.7.1. Características

Tabla 23 : Características de la bomba manual

Volumen	500 ml
Resolución de volumen	0.01 ml
Max presión	15000 psi
Partes en contacto	acero inoxidable
Conexión	1/8 plg LP

5.6.6.8. Cilindros tipo pistón de alta presión HPP1000-15 de Vinci Technologies

El cilindro de la serie HPP es un tipo de cilindro con doble pistón a cada extremo para un transporte seguro de fluidos del reservorio al laboratorio.

La muestra es separada del segundo fluido motriz con un pistón flotante especialmente diseñado para minimizar la fricción y reducir la carga de presión. El pistón aloja una bola mezcladora con un mínimo de volumen muerto. Todas las botellas son entregadas con una válvula de aguja de una entrada para el fluido motriz y otra válvula de aguja de doble entrada para el fluido de muestra. En el lado de la muestra, hay incorporado un entre rosca de evacuación y un tapón. Las válvulas instaladas a cada lado del cilindro están protegidas por un protege válvulas de cualquier daño durante su operación. Para propósitos de transporte una caja de transporte está disponible. El cilindro está disponible sea en acero inoxidable o sea en titanio.³¹

³¹ VINCI TECHNOLOGIES. Catálogo de productos, análisis de fluidos. 2017



Figura 34 : Cilindro tipo pistón de alta presión

Fuente: Vinci Technologies. “Catálogo de productos 2017. Análisis de fluidos”

5.6.6.8.1. Características

Tabla 24 : Características del Cilindro tipo pistón de alta presión

Volumen	1000 ml
Presión	15000 psi
Temperatura	150 °C
Peso	27 Kg
Largo	970 mm
Diámetro	88 mm
Material	Acero inoxidable/titanio
Rosca de conexión	1/8” FLP

5.6.6.8.2. Beneficios

- Resistente al H₂S
- Agitación de la muestra por bola mezcladora
- Operación segura
- Mínimo volumen muerto
- Libre de mercurio

5.7. POSIBLES CLIENTES PARA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

De acuerdo al tipo de crudo, la distancia entre el campo y el Parque Tecnológico de Guatiguará y las características establecidas en el capítulo 5.5. que debe presentar las muestras recibidas al laboratorio de pruebas PVT se pueden encontrar los posibles clientes potenciales interesados en la prestación del servicio por parte de la universidad. Las empresas operadoras identificadas como posibles clientes son Ecopetrol, HOCOL, Oxy y Gran Tierra Energy.

Tabla 25 : Posibles clientes

Apiay	
Empresa operadora	Ecopetrol
Departamento / Cuenca	Meta / Llanos Orientales
°API	22-25
Producción	4,9 MBPD
Ocelote	
Empresa operadora	HOCOL
Departamento / Cuenca	Meta / Llanos Orientales
°API	23-25
Producción	15 MBPD
Caricare	
Empresa operadora	Oxy - Ecopetrol
Departamento / Cuenca	Arauca / Llanos Orientales
°API	30-35
Producción	5,4 MBPD

Caño Limón	
Empresa operadora	Oxy - Ecopetrol
Departamento / Cuenca	Arauca / Llanos Orientales
°API	29,5
Producción	31 MBPD
Costayaco	
Empresa operadora	Gran Tierra Energy
Departamento / Cuenca	Arauca / Putumayo
°API	29
Producción	14,9 MBPD
La Cira	
Empresa operadora	Oxy - Ecopetrol
Departamento / Cuenca	Santander / VMDM
°API	21-28
Producción	27 MBPD

5.8. IDENTIFICACIÓN DE PROVEEDORES

Los proveedores son una pieza fundamental para que se lleve a cabo la implementación adecuada del laboratorio, ya que se debe cumplir con estándares internacionales y locales, de esta forma se garantiza que las actividades u operaciones se lleven a cabo sin interrupciones, por tanto, se debe contar con un grupo referencial del cual cumpla con los requisitos mínimos para el suministro de equipos, insumos y materiales necesarios para el laboratorio de ensayo.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la tabla 25 se resumen los posibles proveedores en lo referente a equipos o accesorios PVT de última tecnología.

Tabla 26 : Posibles proveedores para la compra de equipos.

#	Tipo de Suministro	Proveedores	Contacto en sitio web
1	Equipos PVT y accesorios	Vinci Technologies	www.vinci-technologies.com
2	Equipos PVT	Schlumberger	www.slb.com/services
3	Equipos PVT	CoreLab	www.corelab.com
4	Equipos de análisis composicional	POLCO	www.polco.com.co
5	Accesorios para laboratorio PVT	METTLER TOLEDO	www.mt.com/particle
6	Equipos PVT y accesorios	Anton Paar	http://www.anton-paar.com

7	Equipos de análisis composicional	Khymós	www.khymos.com/portafolio
8	Equipos PVT	SGS	www.co.sgs.com
9	Equipos PVT	PAC	www.paclp.com
10	Equipos PVT	González Tascón	www.gonzaleztascon.com
11	Accesorios para laboratorio PVT	Proserv	www.proserv.com
12	Equipos de análisis composicional	Agilent	www.agilent.com
13	Equipos de análisis composicional	Metrohm	www.metrohm.com
14	Equipos de control de temperatura	Julabo	www.julabo.com/es/productos

Se debe hacer una revisión de cada uno de ellos, evaluando experiencia en el mercado, trayectoria, referencia de clientes, certificaciones, precio, entrega entre otros que permitan tomar la mejor decisión para la compra de los equipos ya que este rubro es bastante grande dentro del proyecto.

5.9. IDENTIFICACIÓN DE POSIBLE COMPETENCIA

Los servicios ofrecidos por el laboratorio tienen dos clientes principales, uno es la comunidad universitaria y el otro son los clientes externos tales como empresas o contratantes independientes, es por esto que es necesario evaluar la competencia con la que se cuenta para ofrecer mejores cualidades al mercado y tener una gran participación en el mismo.

La situación en el país a nivel de laboratorios para el año 2011, según un estudio realizado por la INM, que evaluaba aproximadamente 3.776 laboratorios encontró que el 24,9% de ellos no implementaban ningún sistema de gestión y que de aquellos que sí contaban algún sistema de gestión, el 54,4% implementaba la norma ISO 9001 y solo el 9,9 % contaba con la acreditación de laboratorios dada por la norma ISO/IEC 1702531.

En este sentido se buscará la certificación del laboratorio en ambas normas ya que representan una ventaja competitiva en el mercado, ofreciendo a sus clientes principales confiabilidad, respaldo y garantía de las pruebas y estudios que se lleven en el mismo. Adicional a lo anteriormente mencionado se entrará a evaluar de forma más detallada a ese 9,9% de los laboratorios que serían la competencia directa del proyecto. Los cuales se muestran en la tabla 26 con su respectivo ente certificador.

Tabla 27 : Competencia directa del laboratorio

ORGANISMO ACREDITADOR	EMPRESA/LABORATORIO DE ENSAYO
ONAC	SGS COLOMBIA S.A.S
	PSL PROANALISIS LTDA
	INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO-ICP
	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA-SEDE MEDELLÍN-LABORATORIO DE CRUDOS Y DERIVADOS
OTROS LABORATORIOS PVT	SCHLUMBERGER
	CORE LABORATORIES

La anterior información es un resumen después de hacer investigación en la página web del organismo nacional de acreditación en Colombia (ONAC), filtrando por los laboratorios de ensayo en el área de petróleo, carbón y productos derivados, que se encuentran acreditados.

Existe otro grupo más extenso en las bases de datos de la Superintendencia de industria y comercio (SIC), pero no se encuentra disponible la lista completa por la ley de protección de datos.

En este proyecto se resalta la necesidad de que el laboratorio prestador de servicios, cumpla con los requisitos mínimos para la implementación de un sistema de gestión que garantice la certificación de los procesos.

La norma que reúne los puntos necesarios para tal fin, se encuentra en la Norma Técnica Colombiana ISO/IEC 17025, aunque cabe resaltar que no es el único alineamiento que se encuentra para abarcar el contexto de calidad y buenas prácticas, también está disponible, la ISO 9001, todo lo concerniente a la calidad y, lo contenido en OHSAS 18001 que ayuda a dar cumplimiento a la ley de seguridad y salud en el trabajo según el Decreto 1072 e ISO 14001 para la protección del medio ambiente.

6. SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD BASADO EN LA NORMA NTC-ISO 17025

La implementación de un sistema de gestión de calidad es una decisión estratégica de cada organización, permite sustentar y demostrar la capacidad y gestión calificada de sus operaciones.

El diseño e implementación del sistema de gestión de la calidad de una organización están influenciados por diferentes necesidades, objetivos

particulares, los productos suministrados, los procesos empleados, el tamaño y estructura de la organización³².

El creciente uso de los sistemas de gestión ha aumentado la necesidad de asegurar que los laboratorios que forman parte de organizaciones mayores o que ofrecen otros servicios, puedan funcionar de acuerdo con un sistema de gestión de la calidad³³.

A continuación, se mencionarán los controles requeridos para la acreditación de calidad en base a la norma NTC-ISO/IEC 17025 para la puesta en funcionamiento de laboratorios estandarizados según ASTM-D6470.

6.1 ANTECEDENTES

La NTC-ISO/IEC 17025 es el resultado de la Norma ISO/IEC 25 publicada en 1978, y revisada en 1990 que contiene los requisitos para la competencia de laboratorios de muestreo y calibración y la Norma Europea EN 45001 (UNE, 1991), donde se encuentra los criterios generales para la puesta en práctica de los laboratorios mencionados anteriormente.

³² PARRA GAVARIA, Deiby Andrés y POPÓ ALBARRACÍN, Oscar Javier. Documentación de la Norma técnica Colombiana NTC-ISO/IEC 17025 en el laboratorio de metrología topográfica en la Universidad del Quindío. Pereira, 2010. Trabajo de grado (Ingeniero Industrial). Universidad tecnológica de Pereira. Facultad de ingeniería industrial.

³³ ICONTEC. Norma Técnica Colombiana NTC-ISO/IEC 17025. Bogotá, 2005.

La primera actualización de la actual NTC-ISO/IEC 17025 fue en el año 2005, realizando modificaciones a la primera edición de 1999 en base a la Norma ISO 9001:2000, la cual fue el resultado de las Normas ISO 9001:1994 e ISO 9002:1994.

6.2 NORMA TÉCNICA COLOMBIANA ISO/IEC 17025:2005

La implementación de la ISO/IEC 17025 permitió la planeación, desarrollo y ejecución del sistema de calidad de cualquier laboratorio de ensayo y calibración, garantizando su mejora continua, además facilitó el intercambio de información, procedimientos, normas y experiencia entre los laboratorios y otros organismos. Proporciona herramientas y la estructura idónea para que el laboratorio genere confianza a sus clientes mejorando su competitividad y productividad.

Esta norma contiene todos los requisitos que tienen que cumplir los laboratorios de ensayo y de calibración si desean demostrar que poseen un sistema de gestión, son técnicamente competentes y son capaces de generar resultados técnicamente válidos³⁴.

De acuerdo a la incorporación de todos los requisitos de la Norma ISO 9001 en la NTC-ISO/IEC 17025 correspondientes al alcance de los servicios de ensayo y de calibración, se dice que los laboratorios de ensayo y calibración también funcionarían bajo el criterio de esta otra norma internacional.

³⁴ ICONTEC. Norma Técnica Colombiana NTC-ISO/IEC 17025. Bogotá, 2005.

6.3 ASPECTOS DESTACADOS

La Norma NTC-ISO/IEC 17025 junto a la Norma ISO 9001 presenta un enfoque más específico a la competencia y capacidad técnica de los laboratorios de ensayo y calibración, los aspectos que se diferencian son³⁵:

- Requisitos de ambiente y plantel físico en donde se realizan los ensayos y calibraciones.
- Requisitos con mayor alcance específico para evaluar, identificar y definir metodologías para asegurar consistencia del ensayo y/o calibración.
- Requisitos específicos para mantener, manipular y almacenar las muestras.
- Designar personal técnico y gerencia competente en temas de calidad.
- Aspectos de organización, sanidad y limpieza.
- Medida y trazabilidad a patrones de calibración reconocidos y extender a medida, pruebas y ensayos según sea apropiado.
- Registros de los aspectos previamente indicados.

³⁵ PALOMINO ESTUPIÑÁN, Álvaro. Lineamientos básicos para iniciar la implementación de un sistema de gestión de calidad de acuerdo a la Norma ISO 17025 en los laboratorios de la escuela de geología UIS. Bucaramanga, 2005. Trabajo de grado (Geólogo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.

6.4 REQUISITOS PARA LA ACREDITACIÓN EN CALIDAD

Los requisitos establecidos en la Norma para la acreditación en calidad deberán tener cumplimiento para garantizar un sistema de gestión basado en la calidad administrativa y técnica de las actividades del laboratorio, con el propósito de cualificar la prestación de sus servicios.

6.4.1 Condiciones relacionadas a la gestión

- **Organización:**

Debe asumir responsabilidades legales ante el desarrollo de sus servicios, el sistema de gestión debe abarcar todas las actividades que se realicen en el laboratorio en el tiempo que se requiera.

Se debe definir las funciones, responsabilidades de cada funcionario, la supervisión de las actividades prestadas, el desarrollo y mejora continua del sistema de gestión de calidad.

- **Sistema de gestión:**

El laboratorio debe cumplir con la documentación pertinente a política, objetivos, sistemas, programas, procedimientos con el fin de garantizar la calidad de los servicios prestados, el sistema de gestión deberá ser divulgado, socializado e implementado por el personal competente dentro de la organización.

La implementación del manual de calidad, asegura el compromiso de mejora continua, cumplimiento de la normatividad, las buenas prácticas y la retroalimentación en el sistema de gestión.

- **Control de los documentos:**

Todos los documentos utilizados o generados pertenecientes al sistema de gestión, deben ser registrados, revisados, aprobados y divulgados por el personal encargado; la supervisión a cabalidad asegura el buen funcionamiento de todas las actividades del laboratorio.

- **Revisión de los pedidos, ofertas y contratos:**

Elaborar Detalladamente la estructura del servicio prestado, las condiciones del laboratorio, los procedimientos y equipos utilizados, y los requisitos legales y financieros para satisfacer las diferentes necesidades y brindar un servicio optimo según lo requiera el cliente.

Las modificaciones realizadas al contrato deben ser registradas durante su realización.

- **Subcontratación de ensayos y calibraciones:**

Todas las subcontrataciones o convenios requeridos por el laboratorio, deben ser estudiadas y seleccionadas bajo los criterios que permiten garantizar la calidad de sus procesos.

El laboratorio obtener la aprobación del cliente y asumir la responsabilidad del trabajo realizado por los subcontratistas.

- **Compras de servicios y de suministros:**

El laboratorio deberá determinar la mejor opción de los proveedores para la compra de servicios requeridos y los suministros a utilizar, cumpliendo las especificaciones técnicas estandarizadas, todo el procedimiento de valoración será registrado.

- **Servicio al cliente:**

La comunicación laboratorio-cliente es de vital importancia para el cumplimiento del contrato según los intereses establecidos, permitiendo el óptimo desempeño del laboratorio y la satisfacción del cliente.

- **Quejas:**

La recepción de hallazgos o no conformidades con el fin de mejorar las actividades realizadas, se toma registro para poner en marcha acciones correctivas y realizar divulgación de lecciones aprendidas.

- **Control de trabajos de ensayos o de calibraciones no conformes:**

Garantizar acciones correctivas cuando se presentan inconformidades con los los resultados de algún servicio ejecutado por el laboratorio por parte del grupo competente. Se evalúa, corrige, notifica y se reanuda cumpliendo las expectativas del cliente.

- **Mejora:**

El sistema de gestión de calidad debe ser continuamente mejorado, se requiere auditorias externa e internas, acciones preventivas y correctivas y divulgaciones de lecciones aprendidas.

- **Acciones correctivas:**

Se realiza cuando el procedimiento o funcionamiento presenta alguna inconformidad que afecta al sistema de gestión, se analizan las causas, se estudia, selecciona e implementa las respectivas acciones correctivas.

- **Acciones preventivas:**
Se debe incluir las mejoras necesarias para mitigar o evitar las posibles fuentes que originan hallazgos o no conformidades.
- **Control de los registros:**
Se debe establecer y mantener procedimientos para la identificación, recopilación, codificación, acceso, archivo, almacenamiento, mantenimiento y disposición de los registros de calidad y técnicos.
Los registros de la calidad deben incluir los informes de las auditorías internas y de las revisiones por la dirección, así como los registros de las acciones correctivas y preventivas³⁶.
- **Auditorías internas:**
Se realizan periódicamente por el personal pertinente en asuntos de calidad, verificando el cumplimiento y organización del sistema de gestión de calidad y de la norma descrita.
- **Revisiones por la dirección:**
La dirección debe analizar, detallar cada proceso propio del sistema de gestión y asegurar los cambios o actualizaciones necesarias dando conformidad a los requerimientos del cliente.

6.4.2 Condiciones relacionadas a los requerimientos técnicos

- **Generalidades:**
Se describe los requisitos que debe cumplir el laboratorio para para demostrar su competencia, asegurando la confiabilidad y exactitud de los resultados en los ensayos y/o calibraciones que realice.

³⁶ ICONTEC. Norma Técnica Colombiana NTC-ISO/IEC 17025. Bogotá, 2005. p. 11.

- **Personal:**

Garantizar la calificación del personal, competente para llevar a cabo las responsabilidades asignadas, ya sea realizando ejecutando procedimientos en equipos, aplicaciones de ensayos, estudio de los métodos, interpretaciones de resultados.

El laboratorio deberá llevar registro y supervisión del personal, brindando oportunidades de capacitación para el mejoramiento del perfil profesional.

- **Instalaciones y condiciones ambientales:**

Las instalaciones y las condiciones dentro del laboratorio deben garantizar la calibración de los resultados, el laboratorio debe tener control y registro de las condiciones requeridas por los métodos o normas internacionales a implementar.

- **Métodos de ensayo y de calibración y validación de los métodos:**

Los métodos empleados para la prestación del servicio, deben estar aprobados y certificados por entidades internacionales o por organizaciones técnicas, que cumplan con las necesidades y exigencias del cliente, que además haya sido validado por el mismo laboratorio, ya sean métodos desarrollados por el mismo laboratorio o no normalizados.

Si los métodos han sido desarrollados por el mismo laboratorio, deberán tener un procedimiento, validación, registro y estimación de incertidumbre establecida, para la fiabilidad de sus resultados, dichos métodos estandarizados o no, serán compartido al cliente para la aceptación y optimización del servicio a realizar.

- **Equipos:**

El laboratorio debe contener todos los equipos necesarios para el muestreo, la medición y el ensayo, requeridos para ejecutar ensayos y/o calibraciones (incluido el muestreo, la preparación de los ítems de ensayo y/o de calibración y el procesamiento y análisis de los datos de ensayo y/o calibración)³⁷.

De igual forma a los métodos, cada equipo y software que sea utilizado, que sea debe ser verificado para comprobar su desempeño o funcionalidad, evitando resultados erróneos.

- **Trazabilidad de las mediciones:**

La exactitud o validez de los resultados se obtiene gracias a la calibración de cada equipo, auxiliar o de apoyo, involucrado en el desarrollo de las actividades de laboratorio, establecido en un programa y procedimiento.

Las actividades realizadas en el laboratorio, serán trazables al Sistema Internacional de Unidades (SI). La trazabilidad se extiende a cada uno de los patrones de medición o de referencia, equipos y materiales de referencia, usados por el laboratorio.

- **Muestreo:**

Se establece el procedimiento para realizar el muestreo y todo lo relacionado a datos, operaciones, condiciones ambientales, diagramas, incluyendo la selección, extracción y preparación de la muestra junto a los factores que pueden interferir o alterar las condiciones de ensayo y/o calibración.

³⁷ ICONTEC. Norma Técnica Colombiana NTC-ISO/IEC 17025. Bogotá, 2005. p. 19.

Todo lo relacionado al procedimiento de muestreo, datos, operaciones, condiciones ambientales, diagramas será registrado garantizando su fiabilidad al cliente.

- **Manipulación de los ítems de ensayo o de calibración:**

El laboratorio debe contar con procedimientos que abarque todo lo relacionado al transporte, recepción, manipulación, protección, almacenamiento, conservación y/o disposición final de los ítems de ensayo y/o calibración³⁸.

- **Aseguramiento de la calidad de los resultados de ensayo y de calibración:**

La implementación de los procedimientos en cada una de las fases, la recepción de la muestra, la obtención de los resultados, asegura la calidad del laboratorio.

La exactitud de los datos registrados se obtiene gracias al seguimiento realizado a cada una de las actividades realizadas por la organización y a la validación de las técnicas o ensayos.

- **Informe de los resultados:**

El resultado final de cada actividad llevada a cabo en el laboratorio, tales como ensayo, calibración o entre otras, deberá ser definido de manera exacta y objetiva, según los procedimientos de cada método utilizado por el laboratorio, incluyendo título, información del laboratorio, identificación única del informe o certificado (número de serie), datos del cliente, descripción del método utilizado, resultados, personas que autorizan el informe, observaciones, interpretaciones, entre otros.

³⁸ ICONTEC. Norma Técnica Colombiana NTC-ISO/IEC 17025. Bogotá, 2005. p. 24.

Por lo general, la forma de representar la información obtenida, se da a manera de informe o certificado, deben incluir toda la información requerida por el cliente y necesaria para la interpretación de resultados de ensayo y/o calibración, así como toda la información requerida por el método utilizado³⁹.

³⁹ ICONTEC. Norma Técnica Colombiana NTC-ISO/IEC 17025. Bogotá, 2005. p. 25.

CONCLUSIONES

- Establecer el inventario de equipos, las versiones requeridas de acuerdo a las condiciones del fluido de yacimiento, los procedimientos y recomendaciones para la utilización de los mismos y la ejecución de las pruebas de laboratorio son parámetros vitales para la puesta en práctica del laboratorio PVT.
- La identificación de tecnologías actuales y proveedores a nivel de equipos de laboratorio, tales como, equipos de comportamiento de fases, viscosidad, densidad, composición del fluido y accesorios PVT que permiten desarrollar análisis PVT para fluidos hidrocarburos competente a nivel industrial.
- Estipular los parámetros para la recolección óptima de la muestra de fluido de yacimiento, donde la composición y las propiedades del fluido proporcionan información oportuna facilitan la toma de decisiones inherentes a la planificación del campo, cada fase de operación es monitoreada y permite verificar los controles de calidad en la obtención de datos.
- Determinar los requisitos básicos para la acreditación a mediano plazo del laboratorio implementando el sistema de gestión de calidad en base a la norma NTC-ISO/IEC 17025, garantiza la mejora continua y capacidad de generar resultados válidos.

RECOMENDACIONES

Realizar el estudio de factibilidad que contenga un análisis financiero del costo de las adecuaciones y mobiliario necesario para montar el laboratorio en un área definida y del mismo modo un sondeo de mercado que abarque un análisis de costos del servicio.

Actualizar la información y disponibilidad de todo lo correspondiente a la instrumentación, equipos y reactivos, con los proveedores que ofrecen sus productos, para evitar imprevistos a la hora de requerir los insumos.

Adquirir equipos PVT correspondientes al comportamiento de fases (celdas PVT, gasómetro, GOR apparatus, etc.), suministrados por un mismo proveedor, siguiendo las recomendaciones brindadas por personal experto en laboratorio PVT.

BIBLIOGRAFÍA

- ALI, Danesh. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids. Elsevier. 1998.
- ANTON PAAR. Productos industria petrolera. [en línea] Disponible en: <http://www.anton-paar.com/mx-es/productos/detalles/densimetro-para-la-industria-petrolera-dma-4200-m/>. 2017.
- ARAMENDIZ, Jose Jorge. VELASQUEZ, Miguel Alberto. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación campo Colorado. UIS, 2008.
- ARIZA PUENTES, Miguel Horacio y GOMÉZ VANEGAS Carlos Alberto. Manual técnico de manejo de los equipos que constituyen el laboratorio de pruebas PVT. UIS, 1996. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- CENTENO, Francisco. JEREZ, Gladys. Montaje y puesta en funcionamiento del laboratorio de pruebas PVT de la Universidad Industrial de Santander. UIS, 1994.
- FREITAG, Norman. SAYEGH, Selim George. EXELBY, Ray. A New Semi-Automatic PVT Apparatus for Characterizing Vapex Systems. 2005.
- GONZALEZ, Javier. Rumipamba, Javier. Cálculo de los parámetros de ingeniería de yacimientos mediante análisis PVT: manual de recalibración y aplicación operacional de los equipos de la celda PVT del laboratorio de petróleo de la FICT-ESPOL. ESPOL.

- ICONTEC. Norma Técnica Colombiana NTC-ISO/IEC 17025. Bogotá, 2005.
- IMO-JACK, Otavie. EMELLE, Chima. An Analytical Approach to Consistency Checks of Experimental PVT Data. 2003.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Norma técnica NTC-ISO/IEC COLOMBIANA 17025. Bogotá D.C, 2005.
- LA COMUNIDAD PETROLERA. Análisis PVT: pruebas de laboratorio. Artículo técnico.
- LAWRENCE, John. GUPTA, Deepak. Quality Assessment And Consistency Evaluation Of Hydrocarbon PVT Data. 2009.
- McCAIN, William D. The Properties of Petroleum Fluids. Segunda edición Tulsa, Oklahoma: Editorial PennWell. 1990.
- MOLLA, Shahnawaz. MOSTOWFI, Farshid. Microfluidic Platform for PVT Measurements. 2014.
- MUHAMMAD, Al-Marhoun. Reservoir fluid properties. State of art for Future Development. SPE. 2002.
- ORGANISMO NACIONAL DE ACREDITACIÓN DE COLOMBIA. ONAC, Directorio oficial de acreditaciones. [En línea]. Disponible en: www.onac.org.co/modulos/contenido/default.asp?idmodulo=207.html.

- PARRA GAVARIA, Deiby Andrés y POPÓ ALBARRACÍN, Oscar Javier. Documentación de la Norma técnica Colombiana NTC-ISO/IEC 17025 en el laboratorio de metrología topográfica en la Universidad del Quindío. Pereira, 2010. Trabajo de grado (Ingeniero Industrial). Universidad tecnológica de Pereira. Facultad de ingeniería industrial.
- PATIÑO, Oscar. QUINTANILLA, Maria. Estructuración del Sistema de gestión de calidad para la realización de pruebas PVT en laboratorio según norma NTC ISO 17025:2005. UIS, 2009.
- PORTAL DEL PETRÓLEO. Muestreo de fluidos del yacimiento. [en línea] Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2011/03/megapost-muestreo-de-fluidos-en.html>. 2011.
- RODRÍGUEZ MÉNDEZ, Manuel. CÁRCEL CARRASCO, Francisco. Consideraciones para el diseño de laboratorios en la industria química. Revista 3ciencias.
- RUSKA. Laboratory Manual, PVT instrumentation and application. 2003.
- SAMANIEGO-V., F., BASHBUSH, B.J.L., GEOQUEST LEON, G.A., MAZARIEGOS, U.C., CORONA, B.A., CASTILLO, P.P.F. On the Validation of PVT Compositional Laboratory Experiments. 2004.
- TAREK, Ahmed. Equations of state and PVT analysis: applications for improved reservoir modeling. 2007.
- TAREK, Ahmed. Reservoir engineering handbook. Second Edition. 2010.

- VINCI TECHNOLOGIES. Análisis de fluidos. Catálogo de productos. 2017.
- VINCI TECHNOLOGIES. Serie de bombas de inyección. Catálogo de productos. 2017.

