

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS Y DISEÑO DEL  
PROGRAMA DE MUESTREO PARA CARACTERIZAR LOS FLUIDOS DE LA  
FORMACIÓN MUGROSA DEL CAMPO COLORADO**

**JOSÉ ARMANDO CIFUENTES TORRES**

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

**2013**

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS Y DISEÑO DEL  
PROGRAMA DE MUESTREO PARA CARACTERIZAR LOS FLUIDOS DE LA  
FORMACIÓN MUGROSA DEL CAMPO COLORADO**

**JOSE ARMANDO CIFUENTES TORRES**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Directora**

**M.Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino**

**Codirectora**

**Ing. Yessika Fernanda Pachón Ordoñez**

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

**2013**

## AGRADECIMIENTOS

Manifiesto mis más sinceros agradecimientos:

A M.Sc. **Olga Patricia Ortiz Cancino**, directora de mi proyecto de investigación, por su amistad, tiempo, dedicación, motivación, comprensión, consejos, orientación, exigencias y respaldo a lo largo de la realización del proyecto.

A la ingeniera **Yessica Pachón**, codirectora de mí proyecto de investigación, por su colaboración, tiempo y disposición.

Al Ph.D **Henry Lamos Díaz** por su asesoría en los aspectos estadísticos y toma de decisiones, por su apoyo, consejos, tiempo y respaldo.

Al Ingeniero **Enrique Núñez Rueda**, por su colaboración en la programación de la herramienta software, por su tiempo, agilidad y excelente trabajo.

Al personal del Campo Escuela Colorado, en especial al Ingeniero de Producción **José Luis Fonseca** por su asistencia y colaboración en todo lo que concernió a información sobre Campo Colorado.

A los encuestados **Javier Duran, Juan Carlos Jaimes, Martín Escobar, Nicolás Santos, Luis Felipe Carrillo, Juan Correa, Jaime F. Gómez, Gerson Pérez, Fernando Calvete, Emiliano Ariza y Toddy Guidry** por su aporte de experiencia en el ámbito del muestreo de hidrocarburos.

A los ingenieros **César Pineda y Fernando Calvete**, calificadores del proyecto por sus críticas, colaboración y contribución al mejoramiento de éste trabajo.

A la **Universidad Industrial de Santander**, a Málaga y Bucaramanga por acogerme en sus instalaciones en mi proceso de aprendizaje, a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos** y al **Grupo de Investigación Modelamiento de Procesos Hidrocarburos (GMPH)** por contribuir de una u otra manera en mi formación ética y profesional.

## DEDICATORIA

A Dios, por darme la vida y las bendiciones me ha brindado a lo largo de ésta, por ser mi principal motivador para hacer las cosas de manera correcta y ser ese motor que me impulsa a perseverar y alcanzar todo lo que me propongo.

A mi mamá, la persona más especial en mi vida y mi mejor amiga, la que me ha brindado todo su amor y su incondicionalidad, a mi papá, mi hermana y mi hermano por brindarme su apoyo, comprensión y tiempo en todas las etapas de mi vida, gracias a ustedes y a sus consejos hoy soy quien soy, una persona humilde y de bien... los amo, de corazón.

A todos mis familiares y allegados, ustedes que aportaron su granito de arena en éste proceso, sus consejos y tiempo ayudaron a que siguiera adelante y cumpliera con mis objetivos.

A mi otra familia, esos que tuve la grandísima oportunidad de conocer a través del tiempo y mi formación universitaria, esos que de mi mente no podré borrar

A mis amigos: Carlos G, Wilmer N y Sebastián P.

A mis amigas: Juanis M, Paola C, Mónica S, Leidy M, Tatiana R, Yuly R, Genny C, Sandrita D, Marce F, Anny Z, Yely S, Paola O, Shirley C y Dianita G.

A mis compañeros y profesores de profesión.

Una línea especial a esa persona que me ayudo tanto espiritual como personalmente... Jazdan R, gracias por tu tiempo, comprensión, entrega y consejos, los tendré muy en cuenta.

*jose armando CIFUENTES TOUES*  
*jact.uk*

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>21</b>
<b>1. MUESTREO DE HIDROCARBUROS</b> .....	<b>23</b>
1.1 MUESTREO.....	23
1.2 MUESTRA Y MUESTRA REPRESENTATIVA. ....	24
1.3 TIPOS DE MUESTREO .....	25
1.3.1 Muestreo probabilístico. ....	25
1.3.2 Muestreo no probabilístico. ....	25
1.4 TÉCNICAS DE MUESTREO POBLACIONAL. ....	26
1.4.1 Muestreo aleatorio simple. ....	26
1.4.2 Muestreo intencional. ....	26
1.5 TAMAÑO DE LA MUESTRA.....	27
1.6 TIPOS DE YACIMIENTOS.....	28
1.6.1 Yacimientos de petróleo Subsaturados. ....	29
1.6.2 Yacimientos de petróleo Saturados. ....	29
1.7 TIPOS DE MUESTREO DE HIDROCARBUROS. ....	30
1.7.1 Muestreo de fondo. ....	31
1.7.1.1 Herramientas de muestreo de fondo.....	32
1.7.1.2 Muestreo en pozo abierto. ....	32
1.7.1.3 Muestreo en pozo revestido.....	34
1.7.1.4 Muestreador de fondo convencional. ....	38
1.7.1.5 Muestreador de fondo con cámara compensada o Tipo pistón. ....	39
1.7.1.6. Muestreadores monofásicos o Single-Phase.....	39

1.7.1.7 Muestreadores exotérmicos.....	41
1.7.1.8 Probadores de Formación mediante Wireline - Wireline Formation Tester (WFT).....	42
1.7.1.9 Punto de muestreo apropiado en el pozo:.....	43
1.7.2 Muestreo de superficie.....	44
1.7.3 Muestreo en cabeza de pozo.....	45
1.8 ACONDICIONAMIENTO DEL POZO.....	46
<b>2. PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A MUESTREO.....</b>	<b>49</b>
2.1 PARÁMETROS OPERACIONALES.....	53
2.1.1 Presión de fondo.....	53
2.1.2 Caudal de producción.....	55
2.1.3 Relación Gas-Aceite (GOR).....	55
2.1.4 Relación Agua-Aceite (WOR).....	57
2.1.5 Estabilidad de la producción.....	58
2.2 PARÁMETROS DE YACIMIENTO.....	58
2.2.1 Distancia al contacto Agua-Aceite.....	58
2.2.2 Espesor de la arena.....	59
2.2.3 Área de drenaje.....	60
2.2.4 Datos petrofísicos.....	60
2.2.5 Número de zonas perforadas.....	61
2.3 PARÁMETROS DE FLUIDOS.....	61
2.3.1 Precipitados orgánicos e inorgánicos.....	61
2.3.2 API.....	64

2.3.3	Viscosidad.....	65
2.3.4	Nivel de aceite en el pozo.....	65
2.3.5	BSW / Sedimentos.....	65
2.3.6	Tratamientos químicos.....	66
2.4	PARÁMETROS LOGÍSTICOS.....	66
2.4.1	Acceso a la zona.....	66
2.4.2	Tipo de levantamiento artificial.....	67
2.4.3	Estado mecánico.....	67
2.4.4	Estimulaciones previas.....	68
2.4.5	Historial de producción.....	68
2.4.6	Facilidades de superficie.....	69
2.4.7	Estado del pozo.....	69
2.5	SCREENING DE LOS PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A MUESTREO.....	70
<b>3.</b>	<b>METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....</b>	<b>73</b>
3.1	METODOLOGÍA DE PONDERACIÓN DE PARÁMETROS Y VARIABLES....	73
3.1.1	Selección de los parámetros y variables para la selección de pozos aptos para muestreo.....	74
3.1.2	Preparación del cuestionario para medir los parámetros y variables.....	74
3.1.3	Selección de los expertos.....	74
3.1.4	Cálculo de las medidas descriptivas para las variables analizadas.....	75
3.1.5	Determinación del peso de los parámetros, variables y grupos.....	75
3.1.6	Proceso Analítico Jerárquico.....	77
3.1.6.1	MUESTREO DE FONDO.....	78

3.1.6.2 MUESTREO DE SUPERFICIE. ....	100
3.2 METODOLOGÍA DEL TAMAÑO DE LA MUESTRA. ....	110
3.3 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN.....	112
3.3.1 Información requerida. ....	113
3.3.2 Evaluación cuantitativa .....	115
3.3.3 Flexibilidad del sistema.....	115
3.3.3 Ponderación y selección de los pozos aptos para muestreo. ....	116
3.3.4 Incertidumbre de los resultados .....	120
3.3.5 Criterio de selección final.....	120
<b>4. HERRAMIENTA SOFTWARE “WELLS4SAMPLING”.....</b>	<b>122</b>
4.1 INSTALACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA HERRAMIENTA.....	122
4.2 ENTRADA DE DATOS.....	126
4.2.1 Información requerida.....	126
4.2.2 Ingreso manual de datos. ....	130
4.2.3 Guardar datos.....	131
4.2.4 Cargar datos.....	132
4.3 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN.....	132
<b>5. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.....</b>	<b>136</b>
5.1 GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO. ....	136
5.1.1 Localización.....	137
5.1.2 Formaciones productoras. ....	137
5.2 SELECCIÓN DE POZOS Y NÚMERO DE MUESTRAS.....	141
5.3 MUESTREO DE FONDO.....	144

5.4 MUESTREO DE SUPERFICIE.....	149
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>154</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>156</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>157</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>161</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros operacionales del muestreador SPS. ....	40
Tabla 2. Rangos de GOR. ....	56
Tabla 3. Clasificación de los fluidos de yacimiento según API. ....	64
Tabla 4. Screening de parámetros para muestreo de fondo. ....	71
Tabla 5. Screening de parámetros para muestreo de superficie. ....	72
Tabla 6. Escala fundamental de asignación de importancia comparativa entre parejas. ....	81
Tabla 7. Valores de los grupos – Método PAJ o AHP. ....	82
Tabla 8. Clasificación de los parámetros - muestreo de fondo. ....	82
Tabla 9. Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de los parámetros - Método PAJ o AHP. ....	83
Tabla 10. Importancia de las variables del parámetro “Operacional” ....	83
Tabla 11. Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Operacional” - Método PAJ o AHP. ....	83
Tabla 12. Importancia de las variables del parámetro “Yacimiento”. ....	84
Tabla 13. Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Yacimiento” - Método PAJ o AHP. ....	84
Tabla 14. Importancia de las variables del parámetro “Fluidos” ....	84
Tabla 15. Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Fluidos” - Método PAJ o AHP. ....	84
Tabla 16. Importancia de las variables del parámetro “Logísticos”. ....	85
Tabla 17. Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Logísticos” - Método PAJ o AHP. ....	85
Tabla 18. Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de los parámetros - Método PAJ o AHP. ....	86
Tabla 19. Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Operacional” – Método PAJ o AHP. ....	87

Tabla 20. Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Yacimiento” - Método PAJ o AHP.....	88
Tabla 21. Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Fluidos” - Método PAJ o AHP.....	89
Tabla 22. Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Logísticos” - Método PAJ o AHP. ....	90
Tabla 23. Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de los grupos - Método PAJ o AHP.....	97
Tabla 24. Rangos de clasificación de los grupos.....	99
Tabla 25. Tabla de distribución de las variables operacionales en los grupos. ....	99
Tabla 26. Tabla de distribución de las variables de yacimiento en los grupos.....	99
Tabla 27. Tabla de distribución de las variables de fluido en los grupos. ....	100
Tabla 28. Tabla de distribución de las variables logísticas en los grupos.....	100
Tabla 29. Valores de los grupos – Método PAJ o AHP.....	102
Tabla 30. Clasificación de los parámetros - muestreo de superficie.....	102
Tabla 31. Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de los parámetros - Método PAJ o AHP.....	103
Tabla 32. Importancia de las variables del parámetro “Operacional”.....	103
Tabla 33. Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Operacional” - Método PAJ o AHP. ....	103
Tabla 34. : Importancia de las variables del parámetro “Fluidos”.....	104
Tabla 35. Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Fluidos” - Método PAJ o AHP. ....	104
Tabla 36. Importancia de las variables del parámetro “Logísticos” .....	104
Tabla 37. Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Logísticos” - Método PAJ o AHP.....	104
Tabla 38. Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de los parámetros - Método PAJ o AHP.....	105
Tabla 39. Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Operacional” – Método PAJ o AHP. ....	105

Tabla 40. Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Fluidos” - Método PAJ o AHP. ....	106
Tabla 41. Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Logísticos” - Método PAJ o AHP. ....	107
Tabla 42. Valores de Z respecto al nivel de error permisible. ....	111
Tabla 43. Valores numéricos de los rangos del screening. ....	113
Tabla 44. Variables requeridas para el muestreo de fondo. ....	114
Tabla 45. Variables requeridas para el muestreo de superficie. ....	114
Tabla 46. Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada – Factores Xn - Método PAJ o AHP. ....	119
Tabla 47. Factores Xn para la ponderación final. ....	119
Tabla 48. Estado actual de los pozos de Campo Colorado. ....	138
Tabla 49. Propiedades de las Zonas B y C - Formación Mugrosa. ....	139
Tabla 50. Variable para el Tamaño de muestra - Arena B. ....	141
Tabla 51. Tamaño de muestras - Arena B. ....	142
Tabla 52. Variable para el Tamaño de muestra - Arena C. ....	142
Tabla 53. Tamaño de muestras - Arena B. ....	143
Tabla 54. Propiedades del Pozo Col. 33. ....	145
Tabla 55. Propiedades del Pozo Col 25. ....	149

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Herramienta Modular Formation Dynamics Tester (MDT) - Saturn Probe. .....	33
Figura 2. Solución al problema de filtrado con la herramienta MDT. ....	34
Figura 3. Herramienta Cased Hole Dynamics Tester (CHDT). ....	35
Figura 4. Módulos del Cased Hole Dynamics Tester (CHDT).....	36
Figura 5. Tapones de la herramienta CHDT. ....	37
Figura 6. Muestreador de fondo - Single-Phase (PROSERV). ....	41
Figura 7. Muestreador de fondo - WFT Tipo Probeta. ....	42
Figura 8. Presión de pozo vs. Profundidad. ....	44
Figura 9. Sistema típico de separación en superficie.....	45
Figura 10. Proceso de compartimentalización de un yacimiento. ....	50
Figura 11. Parámetros y variables para selección de pozos a muestrear en fondo. .....	52
Figura 12. Parámetros y variables para selección de pozos a muestrear en superficie. ....	52
Figura 13. Efecto de la declinación de la presión durante el muestreo de fluidos de yacimiento.....	54
Figura 14. Muestras de petróleo crudo extraídas de una sola columna de petróleo en un yacimiento.....	59
Figura 15. Precipitación y depositación de asfaltenos. ....	62
Figura 16. Depósitos comunes que se forman en los tubulares durante la producción de hidrocarburos.....	63
Figura 17. Acceso a la zona. ....	67
Figura 18. Metodología de ponderación de parámetros y variables. ....	73
Figura 19. Metodología Proceso Analítico Jerárquico (PAJ).....	76
Figura 20. Parámetros y variables para selección de pozos a muestrear en fondo. .....	79

Figura 21. Parámetros y variables para selección de pozos a muestrear en superficie. ....	101
Figura 22. Metodología de selección. ....	112
Figura 23. Proceso de Instalación del Software "WELLS4SAMPLING" .....	122
Figura 24. Ventana asistente para instalación "WELLS4SAMPLING". ....	123
Figura 25. Ventana de advertencia. ....	123
Figura 26. Ventana de instalación de la herramienta software. ....	124
Figura 27. Ícono Herramienta Software "WELLS4SAMPLING". ....	124
Figura 28. Ventana de presentación - Herramienta Software "WELLS4SAMPLING" .....	125
Figura 29. Ventana de inicio. ....	126
Figura 30. Cuestionario de ingreso de datos. ....	131
Figura 31. Resultados – Variables 1 .....	133
Figura 32. Resultados – Variables 2. ....	133
Figura 33. Resultados - Pozos .....	134
Figura 34. Ventana de advertencia al cambiar el tipo de muestreo. ....	135
Figura 35. Localización Campo Colorado. ....	137
Figura 36. Columna Estratigráfica de Valle Medio del Magdalena.....	138
Figura 37. Distribución de los pozos del Campo Colorado. ....	140
Figura 38. Resultados del Tamaño de muestra Arena B – Herramienta Software "WELLS4SAMPLING" .....	143
Figura 39. Resultados del Tamaño de muestra Arena C – Herramienta Software "WELLS4SAMPLING" .....	144
Figura 40. Evaluación de los pozos para un muestreo de fondo Arena B - Herramienta Software "WELLS4SAMPLING". ....	146
Figura 41. Evaluación de los pozos para un muestreo de fondo Arena C - Herramienta Software "WELLS4SAMPLING". ....	147
Figura 42. Evaluación de los pozos para un muestreo de superficie Arena B - Herramienta Software "WELLS4SAMPLING". ....	150

Figura 43. Evaluación de los pozos para un muestreo de superficie Arena C -  
Herramienta Software "WELLS4SAMPLING" .....151

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Diagrama de barras – Importancia de las variables según los parámetros.....	161
Anexo B. Escenarios de muestreo – Parámetros Operacionales. ....	163
Anexo C. Escenarios de muestreo – Parámetros de Yacimiento.....	165
Anexo D. Escenarios de muestreo – Parámetros de Fluidos.....	168
Anexo E. Escenarios de muestreo – Parámetros Logísticos. ....	170
Anexo F. Datos de los pozos de Campo Colorado .....	173
Anexo G. Instructivo Para la Operación de Sacada de Varillas – Bombeo Mecánico. ....	174
Anexo H. Plan de Muestreo de Fondo y Toma de Registros de Presión y Temperatura – ICP/ECOPETROL .....	176

## RESUMEN

**TÍTULO:** METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS Y DISEÑO DEL PROGRAMA DE MUESTREO PARA CARACTERIZAR LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA DEL CAMPO COLORADO<sup>1</sup>.

**AUTOR:** JOSE ARMANDO CIFUENTES TORRES<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Selección de Pozos, Muestreo, Proceso Analítico Jerárquico, Herramienta Software, Campo Colorado.

**CONTENIDO:** Para lograr un desarrollo equilibrado y en aumento de la producción de un yacimiento de petróleo es muy importante tener un estudio detallado del comportamiento tanto físico-químico y termodinámico de los fluidos que este produce, con el fin de modelar y/u optimizar procesos tales como calculo de reservas, estrategias de producción, diseño de las facilidades de superficie, entre otros; para esto se hace necesario la toma de una muestra representativa del fluido que se encuentra confinado en el yacimiento.

El objetivo de esta investigación, es escoger el o los pozos aptos para un muestreo tanto de fondo como de superficie en el Campo Colorado, a partir de unos parámetros y variables (operacionales, de yacimiento, de fluidos y logísticas) y el peso que cada una de estas tienen en la decisión final, esto se hace ya que el Campo Colorado cuenta con poca información de los fluidos que produce y se hace necesario la caracterización integral de dichos fluidos.

Para esto se realizó la debida recopilación de datos para seleccionar los parámetros y variables que influían en la toma de la muestra, se aplicó la técnica estadística multicriterio denominada "Proceso Analítico Jerárquico" (PAJ) para la toma de decisiones, creando así un criterio de selección; posteriormente se desarrolló la metodología de la selección y la herramienta software "WELLS4SAMPLING" que recibe una serie de datos, los procesa y posteriormente revela los pozos que son más aptos para la implementación de la técnica de muestreo.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Olga Patricia Ortiz Cancino. Codirectora: Yessika Fernanda Pachón Ordoñez.

## ABSTRACT

**TITLE: METHODOLOGY FOR SELECTION OF WELLS AND SAMPLING PROGRAM DESIGN FOR THE CHARACTERIZATION OF FLUIDS OF THE MUGROSA FORMATION OF THE COLORADO FIELD<sup>1</sup>.**

**AUTHOR: JOSE ARMANDO CIFUENTES TORRES<sup>2</sup>**

**KEY WORDS:** Selection of Wells, Sampling, Analytic Hierarchy Process, Software Tools, Colorado field.

**CONTENT:** To achieve a balanced development and increased production of an oil field is very important to have a detailed study of the behavior of both physicochemical and thermodynamic fluids it produces, in order to model and / or optimize processes such as calculation of reserves, production strategies, design surface facilities, among others, it is necessary to take a representative sample of the fluid confined in the reservoir.

The objective of this research is to choose the or the wells suitable for sampling for both bottom and surface at the Colorado field, from some parameters and variables (operational, reservoir, fluid and logistics) and the weight that each of these have on the final decision, this is done because the Colorado Field has little information of fluids it produces and is necessary the integral characterization of such fluids.

To obtain this the appropriate data collection was made to select the parameters and variables that influenced the sampling taking, statistical multi-judgment technic was applied denominated "Analytic Hierarchy Process" (AHP) for decision making, creating a judgment selection; subsequently it was developed the methodology and tool selection software "WELLS4SAMPLING" receiving a set of data, processes it and then reveals the wells that are more suitable for the implementation of the sampling technique.

---

<sup>1</sup> Final Dissertation Project.

<sup>2</sup> Physico-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Olga Patricia Ortiz Cancino. Co-director: Yessika Fernanda Pachón Ordoñez.

## INTRODUCCIÓN

El sector hidrocarburos pertenece a una industria en el que la mayoría de las estrategias de producción, evaluación de reservas, optimización de las terminaciones de pozos y/o equipos de tratamientos, diseño de facilidades de superficie, entre otras operaciones, dependen esencialmente de la correcta adquisición y caracterización del fluido que se encuentra confinado en el yacimiento; para dicha práctica la mayoría de los ingenieros hacen grandes esfuerzos para obtener una muestra que sea representativa de la zona que se desea estudiar con el fin de lograr un desarrollo equilibrado y en ascenso de la producción del yacimiento, para esto se elaboran planes detallados y se ejecutan en la medida de lo posible.

Si las muestras obtenidas no llegasen a ser representativas, los análisis de las propiedades termodinámicas, físico-químicas y el comportamiento de fases arrojarán resultados equivocados, así se haya ejecutado su análisis con las mejores prácticas de recolección, recombinación o prácticas de laboratorio; no obstante, si el análisis del yacimiento resulta ser positivo, los ingenieros empiezan a diseñar un sistema de producción que transportará eficazmente sus fluidos, desde la formación hasta los pozos, las líneas de flujo, las instalaciones de producción y más allá de éstas<sup>3</sup>.

Para tal operación se utilizan técnicas estadísticas que permiten determinar de manera efectiva la selección de los pozos aptos para muestrear que reflejen con exactitud las características de la población sometida a estudio, ya que, como bien se sabe no es posible, por diferentes factores como el económico o por propiedades como la presión del yacimiento, muestrear todos los pozos que conforman la población en estudio.

---

<sup>3</sup> DAVIES, Tara; KENNEDY, Ray; DONG, Chengli et al. Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos. Oilfield Review. (Invierno de 2007/2008). p. 60.

A partir de la situación anterior, en este proyecto de investigación se propuso una metodología de selección de pozos para muestrear tanto en fondo como en superficie, a partir de la comparación de un screening y las propiedades que se tenga de cada uno de los pozos sometidos a estudio, esto con el fin de seleccionar los pozos que realmente se necesitan muestrear y así poder dar un juicio general acerca de las características, propiedades y comportamiento de los fluidos que se están produciendo.

En este trabajo se presentan los fundamentos teóricos asociados al muestreo estadístico y su aplicación a la industria petrolera, donde se explican los diferentes tipos de muestreo y tecnologías que se usan para obtener muestras de fluido hidrocarburo. Además se presentan la descripción del punto apropiado para el muestreo y como se debe acondicionar previamente el pozo para la ejecución de dicha técnica.

Posteriormente se describen las variables que fueron asignadas como representativas o importantes a la hora de realizar un muestreo (en fondo y/o superficie), esto fue posible gracias al aporte y opiniones a cerca de la experiencia de un grupo de expertos en el tema, y se muestra el screening de comparación a la hora que sea implementada la metodología de selección.

También se muestran la metodología de ponderación de los parámetros y variables a partir de la técnica multicriterio "Proceso Analítico Jerárquico" (PAJ) y la metodología de selección de los pozos aptos para muestreo. Adicionalmente se muestra la herramienta software que revela los pozos más adecuados para la implementación de un muestreo y finalmente su aplicabilidad al Campo Colorado.

## **1. MUESTREO DE HIDROCARBUROS.**

### **1.1 MUESTREO.**

El muestreo es un fundamento clave en la metodología de la investigación pues conlleva a seleccionar un grupo de elementos (en este caso “pozos”) que se utilizarán para dirigir un estudio. Es por esto que es importante diseñar una técnica de muestreo que defina el proceso de selección del grupo de elementos escogidos. Es fundamental expresar claramente en toda la investigación los siguientes aspectos del diseño metodológico:

- La población, que es el grupo al que se intenta generalizar los resultados del estudio (pozos de un yacimiento, campo o bloque).
- Las características que deben poseer los elementos para formar parte del estudio (deben cumplir con las variables que se definirán para la realización de un muestreo adecuado).
- El número de elementos que conforman la población (si se conoce con certeza o se puede estimar).
- El tipo de muestreo (probabilístico o no probabilístico).
- La técnica de muestreo utilizada (muestreo aleatorio simple, estratificado, por conglomerados, intencional, entre otras).
- El tamaño de la muestra, que depende principalmente de la distribución de la población, el nivel de confianza y el margen de error permitido.
- El error de muestreo establecido, que en otras palabras es el porcentaje de incertidumbre estimado de que la muestra escogida no sea representativa.

## 1.2 MUESTRA Y MUESTRA REPRESENTATIVA.

El conjunto de elementos de los que se toma información en el proceso de muestreo se conoce como **muestra**<sup>4</sup>, esto se hace con el fin de estudiarla y posteriormente describir la población; una muestra se clasifica como **representativa** cuando al ser extraída del volumen total contiene los constituyentes o características relevantes en igual proporción en que están presentes en dicho volumen, o en otras palabras, cuando contiene todo lo que posee el producto al momento de muestrearlo, esto ocurre cuando la población a muestrear es uniforme, de tal manera que cualquier tipo de muestra da resultados casi iguales o iguales.

Los estudios y diagnósticos de laboratorio sobre el estado de la muestra, su comportamiento y sus propiedades son realizados en base a unos cuantos volúmenes de fluido de yacimiento. Este procedimiento está fundamentado en la suposición de que, en el yacimiento, el fluido es uniforme y que una porción de volumen de fluido cuenta con las mismas propiedades que otra, pero cuando existe compartimentalización y cambios en las propiedades de la roca, diferentes ambientes de sedimentación, entre otros escenarios, el fluido está muy lejos de ser uniforme, como a menudo es el caso, así que se vuelve crítico el método mediante el cual se tome la muestra como también las técnicas que aseguren la confiabilidad y representatividad de la muestra, ya que, a partir de ésta es que se generalizarán los resultados de la población a la cual pertenece.

---

<sup>4</sup> PÉREZ, César. Técnicas de muestreo estadístico: Teoría, práctica y aplicaciones informáticas. Madrid. Ed. Alfaomega. 1999.

## **1.3 TIPOS DE MUESTREO<sup>5</sup>**

### **1.3.1 Muestreo probabilístico.**

Las unidades de análisis tienen que estar dispuestas de modo tal que el proceso de selección dé una “equiprobabilidad” de selección a todas y cada una de las unidades que figuran en la población, es decir, cada uno de los elementos de la población tiene la misma probabilidad de integrar parte de la muestra, dicha selección se verificará en condiciones de azar, siendo así susceptible la medición de la incertidumbre derivada de la misma.

### **1.3.2 Muestreo no probabilístico.**

La elección de los elementos no depende de la probabilidad sino de las causas relacionadas con las características de la investigación o de quien establece la muestra.

Aquí el procedimiento no es mecánico, ni con base en fórmulas de probabilidad, sino que depende del proceso de toma de decisiones de una persona o de un grupo de personas y, desde luego, las muestras seleccionadas obedecen a otros criterios de investigación. Desde el enfoque cuantitativo y para determinado diseño, la utilidad de una muestra no probabilística reside no tanto en una “representatividad” de elementos, sino en una cuidadosa y controlada elección de sujetos con ciertas características definidas previamente en el planteamiento del problema.

Este es el caso que se presenta a la hora de caracterizar un yacimiento, ya que, como bien se sabe tomar muestras de todos los pozos de un campo acarrea grandes costos y a su vez, por algunos escenarios que hacen que sea imposible la toma de la muestra como: estado en que se encuentre el pozo (pozos abandonados o inactivos), taponamiento por precipitación de orgánicos,

---

<sup>5</sup> CANTONI, Nélida. Técnicas de muestreo y determinación del tamaño de la muestra en investigación cuantitativa. Revista Argentina de Humanidades y Ciencias Sociales. Vol. 7 No. 2. 2009.

inaccesibilidad a la zona o punto de muestreo, entre otras variables, por tanto no es posible hacer generalizaciones al yacimiento, mas bien, se puede deducir específicamente sobre la zona de estudio o la subpoblación elegida que igual será de vital importancia en el desarrollo progresivo de un campo.

#### **1.4 TÉCNICAS DE MUESTREO POBLACIONAL.<sup>6,7</sup>**

##### **1.4.1 Muestreo aleatorio simple.**

Se utiliza cuando todos los elementos que conforman la población son conocidos. Cada elemento de dicha población tiene la misma probabilidad de ser seleccionado para formar parte de la muestra. Se elabora una lista enumerativa de los elementos. Desde aquí se obtiene una serie de elementos que constituyen la muestra. El proceso consiste en trabajar con una tabla de dígitos al azar o una serie de números aleatorios generados en una planilla de cálculo y seleccionar a los que coinciden con el número al azar y el orden de la lista, como se puede observar este tipo de muestreo no podría ser aplicado de manera general a la hora de caracterizar los fluidos de un yacimiento debido al gran variedad parámetros y variables que acarrearán la ejecución de esta técnica.

##### **1.4.2 Muestreo intencional.**

Es una técnica que se basa en la opinión de quien hace la investigación para conformar una muestra de sujetos en función de su carácter típico o necesidad, es la persona que selecciona la muestra la que procura que ésta sea representativa, dependiendo tal representatividad de su intención y opinión, como en el estudio de casos extremos o marginales, como la selección de los pozos aptos para un muestreo, siendo así subjetiva la evaluación de la representatividad.

Con esta técnica no se produce una selección aleatoria de las muestras, mas bien se limita el muestreo a unidades que parecen ser representativas de la población

---

<sup>6</sup> Ibid.

<sup>7</sup> PÉREZ, Op. cit.

previamente considerada, obteniendo así información de esas unidades y con base en la misma, se estiman las características de la población general.

Este tipo de muestreo es el que se implementará para escoger los pozos aptos para el muestreo de fluidos de yacimiento dado que se realizó una encuesta para estimar los parámetros y variables y su influencia para la realización dicha técnica para posteriormente ponderar los pozos y escoger el o los más adecuados pudiendo así generalizar los resultados en una subpoblación.

### 1.5 TAMAÑO DE LA MUESTRA.

Para estimar el número de pozos que deben ser escogidos para muestreo, se utiliza la siguiente expresión:

$$n = \frac{N * P * Q}{\left(\frac{e}{Z}\right)^2 * (N - 1) + P * Q}$$

Donde:

n: tamaño necesario de la muestra.

N: Tamaño de la población.

P: Probabilidad de que el evento ocurra. [%]

Q: Probabilidad de que el evento no ocurra ( $Q = 1 - P$ ). [%]

e: Error de estimación o máximo error permisible. [%]

Z: Margen de confiabilidad.

Las variables **P** y **Q** son complementarias y son consideradas según la veracidad o incertidumbre que se tenga de la hipótesis acerca de la ocurrencia del evento. Cuando no existe ninguna referencia sobre la investigación se denomina **máxima variabilidad** y los valores de **P** y **Q** toman el mismo valor (0.5).

La variable **e** se estima según el criterio del evaluador teniendo como referencia que hay un rango de aplicabilidad de esta variable que conserva en gran medida la certeza de que la muestra recolectada es representativa, este rango está entre 4% y 6%<sup>8</sup> y significa el porcentaje de error de considerar y aceptar la hipótesis planteada como falsa de manera verdadera y viceversa.

Finalmente, la variable **Z** se deduce de la variable **e** por medio de tablas de distribución normal estándar y hace referencia al porcentaje de confianza para generalizar los resultados, generalmente se utiliza el valor de 95% para estimar esta variable en las investigaciones y dando como resultado  $Z = 1.96$ .

Se tienen dos escenarios para estimar el tamaño de la muestra:

1. Cuando el yacimiento es homogéneo, o no está dividido por fallas en bloques, en este caso, **N** sería el número total de pozos.
2. Cuando el yacimiento está dividido por fallas en bloques, en este caso, **N** sería el número total de pozos de cada bloque.

## 1.6 TIPOS DE YACIMIENTOS.

Los yacimientos se describen usualmente en términos del tipo de fluido que comprende la porción principal de la acumulación de hidrocarburos de la siguiente manera: gas seco, gas húmedo, gas condensado, fluidos que se encuentran cercanos al punto crítico, petróleo volátil y petróleo negro. Los estados de los yacimientos de gas condensado, petróleo volátil y petróleo negro a su vez son subdivididos como yacimientos subsaturados, si las condiciones iniciales o actuales de presión y temperatura están por encima de las condiciones de saturación y saturados si las condiciones iniciales o actuales de presión y temperatura se encuentran igual o por debajo de las condiciones de saturación.

---

<sup>8</sup> CRISTANCHO, Diana, HOYOS, Jorge. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

Para obtener una muestra lo más representativa posible, sin importar al tipo y estado en que se encuentre el yacimiento, se debe tomar en las etapas tempranas de la vida productiva de éste antes de que ocurra una sustancial producción que haga que las propiedades del fluido cambien considerablemente.

### **1.6.1 Yacimientos de petróleo Subsaturados.**

En este tipo de yacimiento, las condiciones iniciales de presión son mayores a la presión de burbuja del fluido, a la temperatura del yacimiento. Para este tipo de yacimientos la caída de presión nunca llevará la presión de fondo por debajo de la presión de burbuja y por lo tanto se tendrá fluido de yacimiento intacto fluyendo en el pozo; pero si se intenta limpiar el pozo de fluidos extraños como fluidos de perforación o completamiento, una tasa de flujo grande podría dar una caída de presión que haga que la presión caiga por debajo de la presión de burbuja y por ende gas que anteriormente estaba en solución se desprenda del fluido de yacimiento, cuando esto sucede, ese fluido debe ser expulsado ayudado del fluido que aun permanece intacto reduciendo la tasa de flujo para que la caída de presión se disminuya y así volver a tener la presión de fondo por encima de la presión de burbuja, a su vez, se debe buscar una tasa que permita que se tenga una relación gas-aceite (GOR) estable.

### **1.6.2 Yacimientos de petróleo Saturados.**

En este tipo de yacimiento, las condiciones iniciales de presión son menores a la presión de burbuja del fluido, a la temperatura del yacimiento, y a su vez existe una capa de gas en equilibrio con la zona de petróleo. Es realmente complejo que bajo estas condiciones se pueda obtener una muestra representativa de fluido ya que existen diferencias entre las razones de movilidad del gas y el crudo y además problemas de conificación debido al delta de presión.

Acondicionar este tipo de yacimientos es una tarea complicada y tediosa, principalmente se basa en el siguiente procedimiento:

- Reducir la tasa de flujo del pozo en forma gradual.
- Estabilizar el pozo a cada tasa de flujo y medir la relación gas petróleo producida cuando esta sea constante.
- Continuar con la reducción de la tasa de producción hasta que no ocurran cambios significativos en la relación gas petróleo.
- Tomar las muestras.

Esto evitará la conificación del gas al momento del muestreo y asegura que tanto el gas como el aceite están fluyendo a una tasa que corresponde a la relación gas/aceite de la zona con fluido intacto del yacimiento. Para este tipo de yacimientos se recomienda realizar la toma de la muestra en separador ya que, la corriente de fluido en pozo puede llevar una cantidad desproporcionada de aceite y gas, haciendo que la muestra pierda su representatividad.

### **1.7 TIPOS DE MUESTREO DE HIDROCARBUROS.**

Los procedimientos experimentales para obtener fluidos de yacimiento consumen tiempo y son costosos, es por esto que por lo general, se basan en el análisis de unas pocas muestras de fluido de yacimiento, que posteriormente se generalizan para todo el yacimiento. En consecuencia, es de vital importancia asegurar que se tomen muestras representativas.

Para el éxito de la toma de muestras de fluido de yacimiento es clave emplear de manera correcta los procedimientos de muestreo y acondicionamiento del pozo antes y durante el muestreo. Hay dos métodos generales de muestreo, el muestreo de fondo y el muestreo de superficie. No obstante, dentro de éstos existen otros métodos que pueden ser más aplicables a un tipo particular de fluido de yacimiento que a otro.

Para la descripción de los métodos se tuvo como referencia la Norma API RP 44<sup>9</sup> y algunos artículos de investigación que hacían referencia a los métodos y tecnologías que se utilizan con mayor frecuencia a la hora de tomar muestras de fluido ya sea en fondo de pozo o en superficie. Estas técnicas tienen como objetivo principal capturar una muestra que sea representativa del fluido que se encuentra confinado en el yacimiento al momento que sean tomadas.

Una adecuada selección de la técnica de muestreo depende en gran medida de un amplio número de factores tales como: consideraciones económicas (costo de toma de las muestras, costo de preparación del pozo), pérdidas asociadas a la producción, el tipo de instalaciones de superficie que están disponibles, el tipo y estado del yacimiento y fluidos a ser muestreados, entre otras; a continuación, serán discutidos los diferentes métodos de muestreo para tener un punto de partida en la selección de la técnica más apropiada.

### **1.7.1 Muestreo de fondo.**

La técnica de muestreo de fondo de pozo se basa a grosso modo en bajar una herramienta de muestreo, comúnmente llamada muestreador o sampler, dentro del pozo a una profundidad previamente determinada y capturar una muestra de fluido a condiciones de yacimiento, esto es posible ya que la herramienta tiene una sección hermética y mantiene la presión del yacimiento; a su vez, esto se da gracias al estudio previo que se debe hacer de las variables que afectan la selección del pozo apto para muestreo y el previo acondicionamiento del pozo para la toma de la muestra.

Posteriormente la muestra es subida a superficie donde se presuriza y restaura a condiciones de una sola fase, para luego ser transferida a un recipiente y llevada al laboratorio.

---

<sup>9</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Sampling Petroleum Reservoir Fluids; API Recommended Practice 44. 2 ed. Abril 2003.

La operación de tomar una muestra de fondo de pozo puede comenzar tan pronto como el pozo se limpie de los fluidos de perforación y completamiento, y esté condicionado. Luego de esto el pozo es cerrado por completo o se le reduce su tasa de flujo a una tasa de "purga". La elección de cerrar el pozo completamente o permitir que fluya se deja a consideración de quienes toman las muestras. Cerrar el pozo se realiza generalmente en la superficie (por un periodo de tiempo generalmente de 24 a 72 horas). Debido a la compresibilidad de los fluidos en el pozo, habrá algo de flujo posterior del fondo del pozo después del cierre que va a permitir que fluya al wellbore fluido de yacimiento. Esto en sí mismo puede no ser suficiente para garantizar fluido de yacimiento representativo en el pozo, pero si el pozo ha sido acondicionado adecuadamente, el flujo posterior actúa como una purga a corto plazo y mejora la obtención de muestras (de mejor calidad).

El proceso de muestreo será descrito más adelante y debe estar precedido por la selección de (a) el tipo de herramienta de muestreo del subsuelo a usar y (b) el punto de muestreo apropiado en el pozo. A continuación se analizan estos temas.

#### **1.7.1.1 Herramientas de muestreo de fondo.**

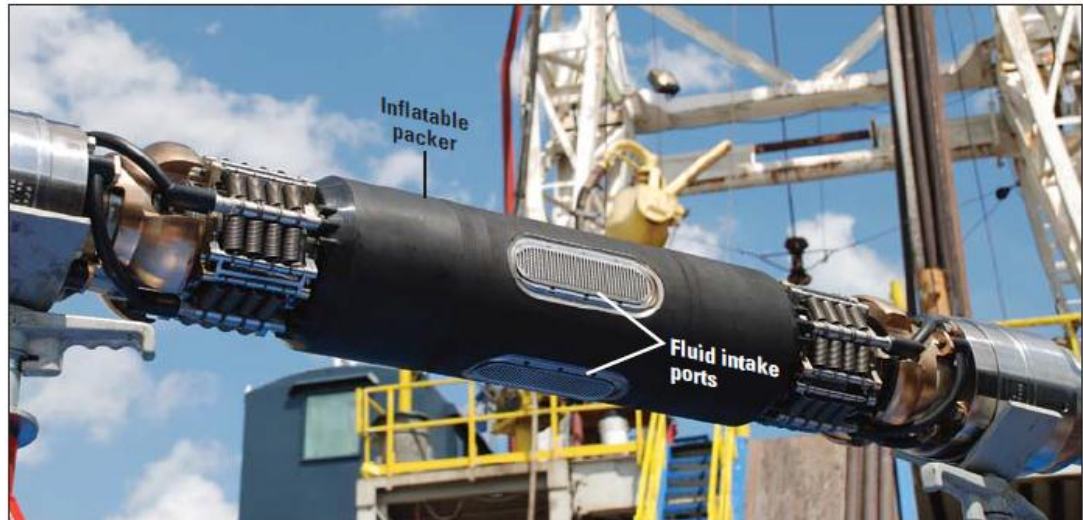
La recolección de muestras de fluido en este tipo de muestreo tiene dos escenarios de aplicabilidad, en hueco abierto o en pozo revestido, a continuación se hará una descripción de dos de las tecnologías y herramientas que actualmente se están utilizando con mayor frecuencia en la industria.

#### **1.7.1.2 Muestreo en pozo abierto.**

El ***Modular Formation Dynamics Tester (MDT)*** (Figura 1), se utiliza rutinariamente para obtener muestras de fluidos y medir las presiones de la formación en pozos abiertos. Esta herramienta es bajada a fondo de pozo con wireline y consta de una probeta y un empacador que se extiende y asienta contra la pared del pozo para así comunicar la cara de la formación con la herramienta por medio de un flujo a alta presión y recolectar directamente muestras líquidas de

la formación, la probeta es presionada a través del revoque y contra la formación para así sellar el empacador y conectarla con la formación.

**Figura 1.** Herramienta Modular Formation Dynamics Tester (MDT) - Saturn Probe.

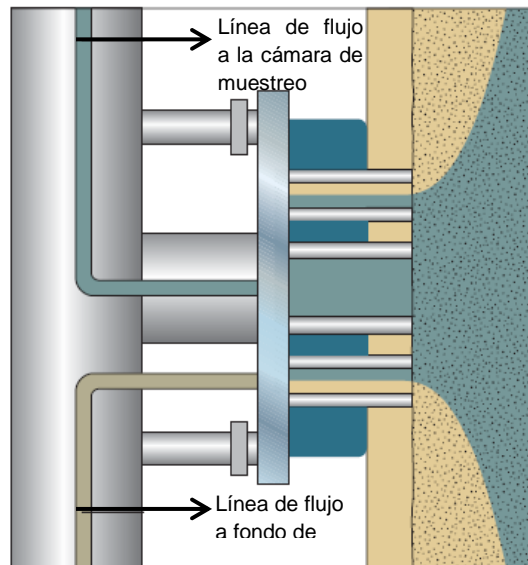


**Fuente:** AYAN, Cosan, CORRE, Pierre-Yves, FIRINU, Mauro *et. al.* New Dimensions in Wireline Formation Testing. Oilfield Review. Primavera de 2013. p. 35.

Considerando que las muestras de fondo se contaminan con fluidos extraños como los de perforación y completamiento, con esta herramienta se pueden bombear dichos fluidos antes de recolectar la muestra para que no se contamine, aumentando el volumen de fluido extraído del yacimiento mediante el incremento de los tiempos y/o de la velocidad de bombeo y luego de un análisis del nivel de contaminación que determina el momento en el cual el fluido que fluye a través de la línea de flujo de la herramienta de muestreo está libre de contaminantes como para ser recolectado<sup>10</sup>; innovaciones de la herramientas permiten reducir la contaminación de filtrado, haciendo que el fluido de yacimiento fluya hacia la línea de flujo de muestreo mientras que el filtrado fluye por una línea independiente (Figura 2), permitiendo que ocurra la separación eficiente de ambos fluidos en las etapas tempranas del muestreo.

<sup>10</sup> AKKURT, Ridvan; BOWCOCK, Martin; DAVIES, John *et. al.* Muestreo guiado y análisis de fluidos en el fondo del pozo. Oilfield Review. (Primavera del 2007).

**Figura 2.** Solución al problema de filtrado con la herramienta MDT.



**Fuente:** AKKURT, Ridvan; BOWCOCK, Martin; DAVIES, John *et. al.* Muestreo guiado y análisis de fluidos en el fondo del pozo. *Oilfield Review*. (Primavera del 2007). p. 9.

Hay que tener en cuenta también que se debe controlar la caída de presión, pues si no se hace el fluido podría dividirse en múltiples fases en el wellbore, o en formaciones no consolidadas puede provocar producción de arena. Un problema adicional de este dispositivo es que al permanecer estático durante la operación, corre el riesgo de quedarse atascado en pozos difíciles o sobrepresionados, o en pozos muy desviados.

### 1.7.1.3 Muestreo en pozo revestido<sup>11</sup>.

Cuando existen grandes riesgos para las herramientas de pruebas en pozo abierto, se decide bajar el revestidor y evitar así las pruebas en pozo abierto. Por esta razón, la capacidad de obtener muestras de fluidos en pozos recientemente entubados se convierte en una actividad crítica.

<sup>11</sup> BURGESS, Keith; FIELDS, Troy; HARRIGAN, Ed *et al.* Pruebas de formación y obtención de muestras de fluidos a través del revestimiento. *Oilfield Review*. (Verano de 2002).

Hoy en día existe una innovadora tecnología, conocida como Analysis Behind Casing (ABC), que se implementa cuando las pruebas como registros de pozos o muestreo de fluidos no se pueden efectuar en pozo abierto, consiste bajar en el pozo en una herramienta que perfora el revestimiento de acero, el cemento y la roca para realizar varias funciones tales como medir presiones del yacimiento y obtener muestras de fluido de alta calidad del mismo. Esta herramienta es llamada **Cased Hole Dynamics Tester (CHDT)** (Figura 3) y posee como principal novedad el taponar el orificio que perfora, aislado así la formación del pozo luego de tomada la muestra de fluido, evitando así las costosas reparaciones del revestidor y de las cementaciones; a su vez permite evaluar hasta seis zonas en una sola corrida.

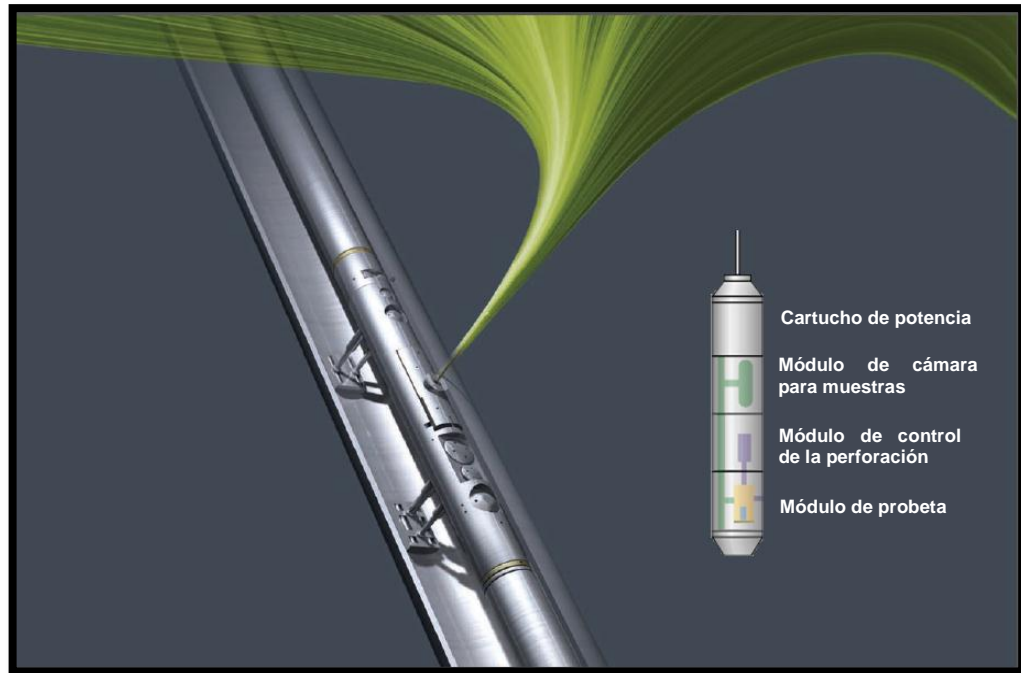
**Figura 3.** Herramienta Cased Hole Dynamics Tester (CHDT).



**Fuente:** WEI, Bao, FARAG, Sherif, JOSHI, Sammer y YONG, Yang. Taking Samples Through Casing. Middle East & Asia Reservoir Review. 2006.

La herramienta CHDT tiene cuatro módulos, incluido un cartucho de potencia que suministra energía a través del cable, un módulo de control que controla las etapas de perforación y de pruebas de presión, un módulo de probeta de pozo entubado que ancla la herramienta, la sella contra el revestidor, perfora y tapona el orificio y un módulo de cámara para muestras que recoge muestras de fluidos (Figura 4).

**Figura 4.** Módulos del Cased Hole Dynamics Tester (CHDT).



**Fuente:** Modificado de BURGESS, Keith; FIELDS, Troy; HARRIGAN, Ed *et al.* Pruebas de formación y obtención de muestras de fluidos a través del revestimiento. Oilfield Review. (Verano de 2002).

La herramienta puede ser bajada al pozo de diferentes maneras, ya sea con cable, tubería de perforación o con tractor (dispositivo utilizado para bajar herramientas en pozos muy desviados); el procedimiento general de toma de muestras se describe a continuación:

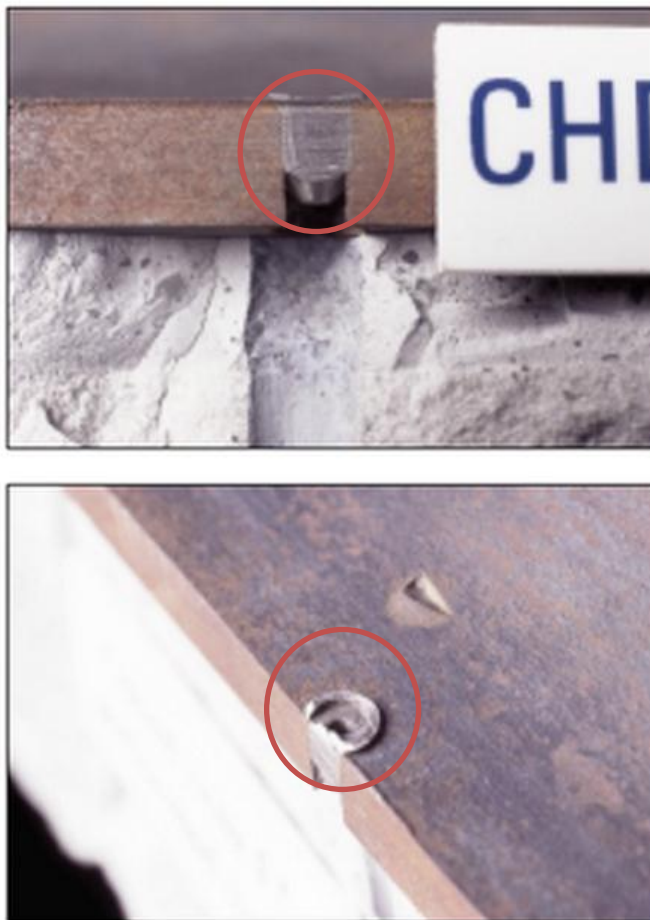
1. Se baja la herramienta CHDT hasta la profundidad objetivo.
2. Se abren las zapatas de anclaje contra el revestidor creando así un sello entre la superficie interna del revestidor y la herramienta.
3. Se comienza a perforar el revestidor con una broca, a medida que la perforación avanza a través del revestidor hacia el cemento se efectúan ciclos de limpieza para remover escombros producto de la perforación.
4. Detener la perforación cuando la broca se encuentre con la formación y luego de equilibrar las presiones.

5. Realizar un pre-ensayo que indique si es posible obtener una muestra de fluido de buena calidad.

NOTA: Las muestras de fluidos de la herramienta CHDT se obtienen una vez que se ha establecido una comunicación adecuada entre la herramienta y la formación.

6. Recolectar la muestra.
7. La herramienta CHDT inserta un tapón Monel resistente a la corrosión para sellar el orificio perforado en el revestimiento (Figura 5).

**Figura 5.** Tapones de la herramienta CHDT.



**Fuente:** BURGESS, Keith; FIELDS, Troy; HARRIGAN, Ed *et al.* Pruebas de formación y obtención de muestras de fluidos a través del revestimiento. *Oilfield Review*. (Verano de 2002).

Otro tipo de herramientas que se utilizan para realizar muestreo en fondo de pozo son las siguientes<sup>12,13</sup>

#### **1.7.1.4 Muestreador de fondo convencional.**

Son cámaras con válvulas usadas para capturar fluido de yacimiento. Generalmente son corridos con guaya; para la captura de la muestra utilizan las técnicas de "Flujo a través de la cámara" y de "Cámara de vacío".

Para la primera, la herramienta es bajada dentro del pozo con las válvulas abiertas y a medida que desciende es limpiada con fluido del pozo, al llegar a la profundidad de muestreo seleccionada, las válvulas se accionan y se cierran. Luego el muestreador es retirado a superficie, cuando se recupera la muestra, la temperatura disminuye y por lo tanto la presión de la muestra también, para muestras de aceite casi siempre se extrae la muestra en dos fases. En superficie, el gas en solución se debe redissolver en el líquido antes de la transferencia de la muestra a un cilindro, para su posterior transporte.

Para la segunda técnica, la herramienta es bajada con las válvulas cerradas, luego de llegar el muestreador a su profundidad de muestreo, las válvulas son abiertas y la cámara se llena con los fluidos que se encuentran en el pozo a dicha profundidad por medio del vacío en la cámara. Luego el muestreador es retirado a superficie, transferido al cilindro de transporte y llevado seguidamente al laboratorio.

Nota: Para la transferencia de la muestra se requieren un fluido desplazador (mercurio, agua, glicol), sin embargo, debido a las medidas de seguridad y salud ocupacional, el mercurio es rara vez utilizado o no es usado.

---

<sup>12</sup> Sampling Petroleum Reservoir Fluids; API Recommended Practice 44. Op. cit., p.18-19.

<sup>13</sup> BON, J. y SARMA, H.K. Reservoir Fluid Sampling Revisited - A Practical Perspective. SPE 101037. University of Adelaide, Australia. 2006.

Este tipo de muestreador es recomendado para fluidos de yacimientos saturados y para pozo revestido y no funcionará bien para muestras de petróleo pesado y extrapesado (API <10).

#### **1.7.1.5 Muestreador de fondo con cámara compensada o Tipo pistón.**

Diseñado para eliminar el uso de mercurio, mediante el empleo de un pistón flotante en el cámara de muestra que separa el fluido de yacimiento del fluido hidráulico. Estos muestreadores con cámaras compensadas permiten el control de la tasa de muestreo aplicando una contrapresión durante el proceso de muestreo, mejorando proceso de la toma de muestras monofásicas. Recomendado para fluidos de yacimientos subsaturados con posibles problemas de precipitación de sólidos (cera/asfaltenos).

Nota: Con los nuevos muestreadores tipo pistón, hay un potencial de contaminación debido a fugas del fluido hidráulico que se encuentra detrás del pistón. Este es uno de los riesgos con este nuevo tipo de muestreador.

La herramienta se baja al pozo cerrada y se abre una vez llegue a la profundidad deseada. Se recoge la muestra, las válvulas se cierran de nuevo y se recupera el muestreador.

#### **1.7.1.6. Muestreadores monofásicos o Single-Phase.**

Los muestreadores monofásicos fueron diseñados para muestrear yacimientos que pueden tener problemas de asfaltenos, para mantener los asfaltenos en solución de modo que puedan ser estudiados en un laboratorio. Debido a que cuando los asfaltenos se precipitan no se pueden redissolver, la idea es no permitir que los asfaltenos se salgan de la solución. Estas herramientas suministran una contrapresión contra un pistón en la cámara de muestra con nitrógeno, manteniendo la muestra por encima de la presión del yacimiento, esto para mantener la muestra por encima de las condiciones de inicio de precipitación de asfaltenos (OAP), aun cuando la muestra se enfríe.

Las especificaciones que se dan de cada herramienta es según criterio de diseño de la empresa, para este caso, las especificaciones operacionales (Tabla 1) que se darán a continuación son del Single Phase Sampler (SPS) de la empresa Proserv<sup>14</sup> (Figura 6), diseñado para bajar a fondo mediante unidad de Slickline o Wireline y puede ser activada por un reloj mecánico o a través de una línea eléctrica. Son herramientas mecánicas que toman la muestra del nivel de fluido en el punto seleccionado para el muestreo; en superficie se programan para la toma de la muestra en un rango de tiempo de 1-24 horas. El muestreador SPS toma muestras de fluido en una sola fase y las mantiene a una presión por encima de las condiciones del yacimiento, para el análisis en el laboratorio.

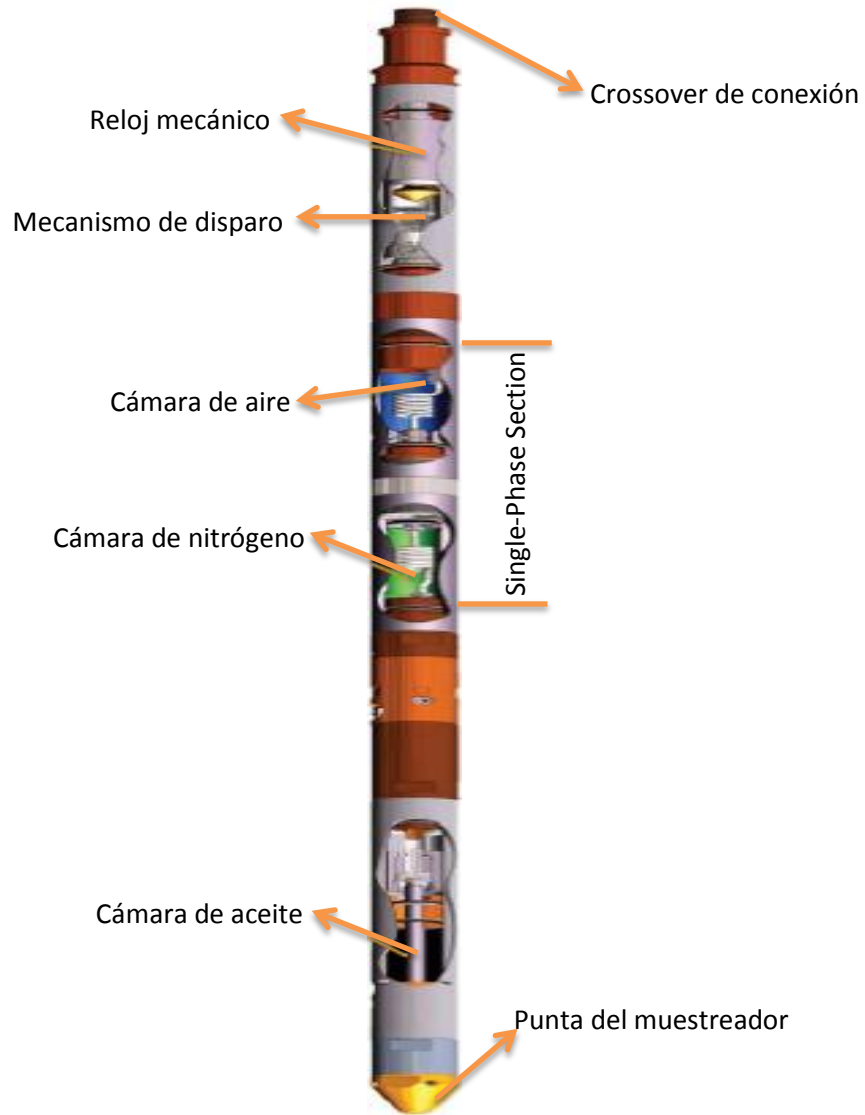
**Tabla 1.** Parámetros operacionales del muestreador SPS.

<b>Volumen de muestra</b>	600 ml
<b>Máxima presión de operación</b>	15000 psi @ 365°F (180°C)
<b>Mínima presión de operación</b>	600 psi
<b>Longitud</b>	16'7" (5,054mm)
<b>Peso</b>	74.8 lb (34 Kg)
<b>Diámetro externo</b>	1 11/16" (43mm)
<b>Máximo tiempo de reloj mecánico</b>	24 horas
<b>Material</b>	Acero inoxidable 17-4PH (AISI 630) Aluminio bronce CA 104

**Fuente:** MCLEAN, Euan. <Euan.McLean@proserv.com>. Information about the sampling tool MARK II PROSERV PDS-SPPS [en línea]. 13 de Junio de 2012. Enviado a <jact\_uk@hotmail.com> [Consulta: 13 de Junio de 2012].

<sup>14</sup> MCLEAN, Euan. <Euan.McLean@proserv.com>. Information about the sampling tool MARK II PROSERV PDS-SPPS [en línea]. 13 de Junio de 2012. Enviado a <jact\_uk@hotmail.com> [Consulta: 13 de Junio de 2012].

**Figura 6.** Muestreador de fondo - Single-Phase (PROSERV).



**Fuente:** MCLEAN, Euan. <Euan.McLean@proserv.com>. Information about the sampling tool MARK II PROSERV PDS-SPPS [en línea]. 13 de Junio de 2012. Enviado a <jact\_uk@hotmail.com> [Consulta: 13 de Junio de 2012].

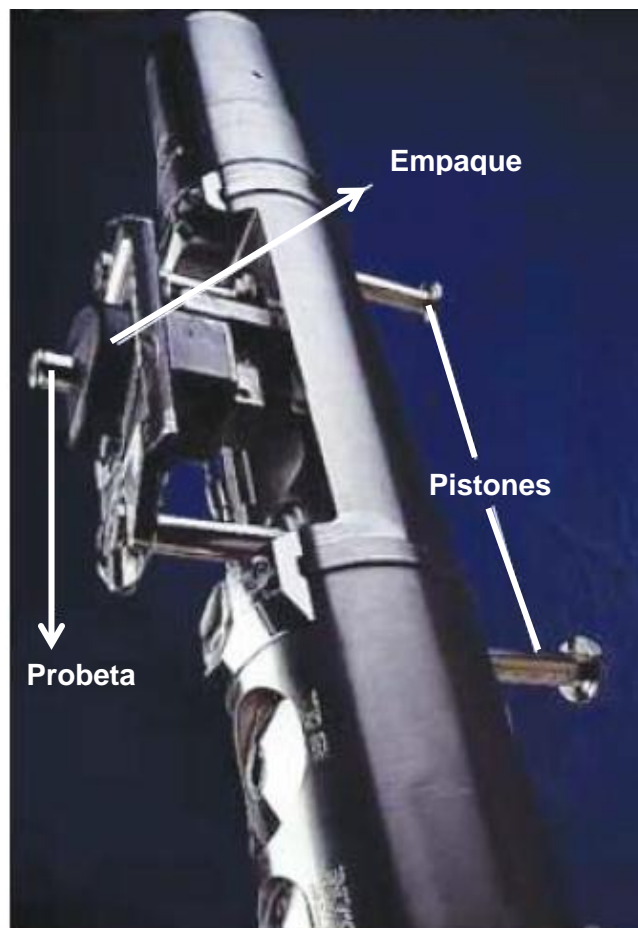
#### 1.7.1.7 Muestreadores exotérmicos.

Similares a los muestreadores monofásicos, diseñados para mantener compensada tanto la presión como la temperatura de la muestra, con el objetivo de prevenir así la posibilidad de precipitación de sólidos (asfaltenos) antes de su

transferencia y posterior análisis, conservando la temperatura y presión de la cámara de muestra tan cerca como sea posible de las condiciones de muestreo. Estos son mantenidos calientes con una camisa de calentamiento.

#### 1.7.1.8 Probadores de Formación mediante Wireline - Wireline Formation Tester (WFT).

**Figura 7.** Muestreador de fondo - WFT Tipo Probeta.



**Fuente:** AYAN, Cosan, CORRE, Pierre-Yves, FIRINU, Mauro *et. al.* New Dimensions in Wireline Formation Testing. Oilfiled Review. Primavera de 2013. p. 33.

Los probadores de formación mediante Wireline (WFT) es un nombre genérico usado para describir aquellas herramientas corridas generalmente en pozos a pozo abierto para la medición de la presión y temperatura, y el muestreo de

fluidos. La herramienta WFT (Figura 7) consiste en su conjunto en una probeta y un 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 completamiento en el pozo. Los fluidos fluyen desde la formación hacia muchas cámaras dentro de la herramienta, que pueden ser selectivamente abiertas y cerradas desde la superficie. Las más modernas están equipadas con muestreadores que pueden suministrar contrapresión sobre las muestras para mantenerlas en estado monofásicas, si es requerido.

#### **1.7.1.9 Punto de muestreo apropiado en el pozo.<sup>15</sup>**

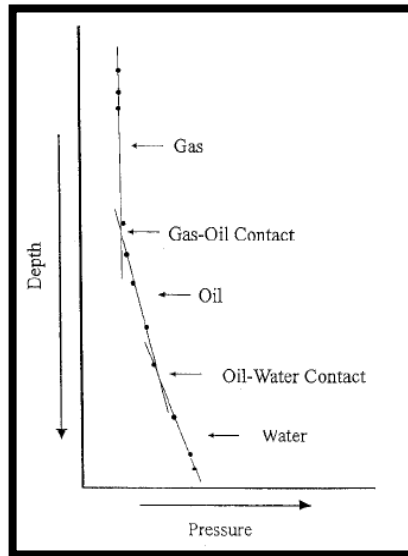
Posteriormente se debe seleccionar el punto de muestreo, el mejor punto es en donde la presión de fondo esté por encima de la presión de saturación y alejada de cualquier contacto, ya sea contacto gas/aceite (GOC) o agua/aceite (WOC). Si la presión en el punto de muestreo deseado es menor que la presión de saturación estimada del yacimiento de aceite, el contacto agua/aceite tendrá que ser reducido a un nivel donde la presión esté por encima de la presión de saturación estimada. Si la columna de agua no se puede bajar lo suficiente o si hay una obstrucción mecánica que evita el muestreo en el punto deseado, se debe considerar el uso de otro pozo (o muestrear en superficie).

De la misma manera se debe localizar el nivel de agua, la presencia de agua en el pozo por lo general puede ser detectada graficando la presión vs. la profundidad, (Figura 8) tal como se determina a partir del estudio de presión. Los puntos del contacto gas/aceite y agua/aceite pueden ser identificados en las profundidades donde hay cambio significativo en la pendiente. La Figura 8 representa un gráfico típico de gradiente de presión, con los puntos de contacto detectados por los cambios en la pendiente de la relación presión-profundidad.

---

<sup>15</sup> Sampling Petroleum Reservoir Fluids; API Recommended Practice 44. Op. cit., p.19.

**Figura 8.** Presión de pozo vs. Profundidad.



**Fuente:** Sampling Petroleum Reservoir Fluids; API Recommended Practice 44; Segunda Edición, Abril 2003.

La pendiente de la línea de presión-profundidad es directamente proporcional a la densidad del fluido en el pozo, por lo tanto los cambios considerables en la pendiente se producen en las interfaces donde los fluidos en contacto difieren en densidad (por ejemplo, de gas/agua). La selección final de los puntos de muestreo se realiza tras la finalización de los estudios de presión y temperatura descritos en la Norma API RP 44.<sup>16</sup>

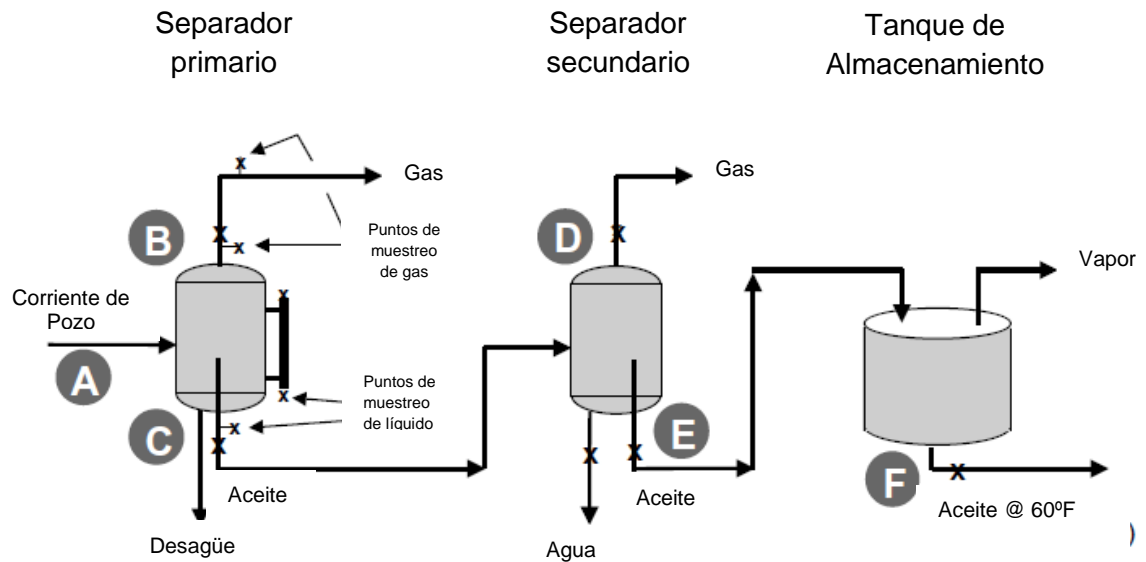
### 1.7.2 Muestreo de superficie.

La técnica de muestreo de superficie se basa en general en capturar muestras del separador tanto de la línea de flujo de gas como la de aceite, luego de que se llegue a las condiciones adecuadas de estabilización de ciertas propiedades como el GOR y las tasas de flujo (Figura 9). Luego de ser tomadas las muestras son transportadas al laboratorio para ser recombinadas y así poder reconstruir una muestra del fluido de yacimiento. Existen varios procedimientos para la toma de

<sup>16</sup> Ibid., p.20.

muestras de las de aceite y gas, tales como el método del líquido desplazado y el método del cilindro evacuado respectivamente, su procedimiento se muestra y describe detalladamente en la Norma API RP 44.<sup>17</sup>

**Figura 9.** Sistema típico de separación en superficie.



**Fuente:** Sampling Petroleum Reservoir Fluids; API Recommended Practice 44; Segunda Edición, Abril 2003.

### 1.7.3 Muestreo en cabeza de pozo.

Esta técnica de muestreo no es tan común como las técnicas anteriormente mencionadas, pero posee un gran potencial a la hora de tomar muestras de fluido, se ejecuta como alternativa de muestreo. Esta técnica se emplea generalmente para aceites con bajo GOR, aceites que son muy subsaturados a condiciones de cabeza de pozo o cuando se sabe que el fluido estará en estado monofásico a condiciones de cabeza de pozo (presión y temperatura); el inconveniente a la hora de usar este tipo de muestreo es saber que el fluido verdaderamente se encuentra en estado monofásico en el punto de muestreo, de no ser así, se tomará una

<sup>17</sup> Ibid. p.20.

muestra no representativa ya que las dos fases individuales no fluirán a la misma relación, tal y como existen en el yacimiento .

### **1.8 ACONDICIONAMIENTO DEL POZO.<sup>18</sup>**

El proceso de acondicionar el pozo para que posteriormente sea muestreado se hace por varias razones, y todas con un único fin, obtener una muestra del yacimiento lo más representativa posible.

Existen varias condiciones que traen problemas que se deben remediar tales como: contaminación de las cercanías del pozo con fluido de perforación, producción de aceite y gas variable, relación gas/aceite variable, entre otros; dichos problemas se les debe implementar apropiados métodos de solución como someter a los pozos a un período de flujo de la limpieza bastante duro para empujar los fluidos de perforación fuera de la región cercana del pozo y/o alternar entre períodos de flujo y cierre, al pozo con disminución sucesiva de las tasas. Esto para establecer un GOR estable.

Para el acondicionamiento de los pozos que se les desea ejecutar un muestreo convencional (sin asfaltenos) primero se debe trazar una envolvente de fases, luego:

- Obtener sólo fluido que no haya estado dentro de la región de dos fases.
- Si eso no es posible, se debe obtener fluido después de redissolver el gas en solución liberado (segundo mejor escenario).

Para los yacimientos que pueden tener problemas de asfaltenos, se dibuja una envolvente de fase con la envolvente de “inicio de la precipitación de asfaltenos” (OAP), luego.

- Obtener sólo el fluido que no haya estado por debajo de la línea de OAP y mantener la muestra en una sola fase.

---

<sup>18</sup> BON, J. y SARMA, H.K. Op. cit., p. 3.

- Si eso no es posible, la muestra de fluido necesita ser reacondicionada para convertirse en el fluido que se encuentra por encima de la línea OAP.

Por lo tanto, si es posible, las muestras son tomadas en condiciones ideales (monofásico), pero si esto no es posible, se tiene que aceptar este hecho y esforzarse para tomar todo lo que se pueda y recombinar o reacondicionar la muestra para obtener una muestra lo mejor y más representativa posible.

En términos generales, el acondicionamiento se logra en situaciones de equilibrio, por lo general, pero no siempre, a caudales bajos. El proceso de acondicionamiento debe ser preferiblemente monitoreado para asegurar su progreso. Debido a restricciones de tiempo y de costos, se hacen suposiciones en cuanto a su realización y si se muestrea de una manera diferente, así, las comparaciones pueden apoyar las suposiciones.

El principio de acondicionamiento se extiende en acondicionamiento o limpieza/purga del wellbore, separadores, líneas de toma de muestras, equipos y cilindros de todo material extraño. Al haber un amplio número de controles sobre el terreno para evaluar la calidad general del material muestreado, hacen más fácil decidir si se cambia o no el proceso de acondicionamiento del pozo para mejorar o repetir el muestreo.

La duración del período de acondicionamiento depende de:

- El volumen de fluido de yacimiento que ha sido alterado (ya sea de la contaminación por los fluidos de perforación o por la producción del pozo a presiones de fondo inferiores a la presión de saturación del fluido original)
- Las tasas a las que se produce el aceite alterado.

El acondicionamiento del pozo para cada tipo de fluido de yacimiento se describe con más detalle en la Norma API RP 44<sup>19</sup>.

---

<sup>19</sup> Sampling Petroleum Reservoir Fluids; API Recommended Practice 44. Op. cit., p.9 - 13.

## **2. PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A MUESTREO.**

La selección del o de los pozos aptos para una posterior implementación de un muestreo de fluidos hidrocarburos es una técnica esencial para el análisis de propiedades y caracterización tanto fisicoquímica como termodinámica de dicho fluido, a su vez, se debe tener una consideración importante ya que, las muestras seleccionadas deben estar almacenadas y mantenidas bajo condiciones que conserven la composición original del fluido de yacimiento durante todas las fases de toma, manejo, transporte y posterior análisis, determinando así que la muestra es representativa del yacimiento o arena productora en la cual se encuentre confinado y que se quiere caracterizar.

Para tal fin, se establecieron cuatro parámetros esenciales, estos son los parámetros operacionales, de yacimiento, de fluidos y logísticos, cada uno de estos subdivididos en variables que son necesarias tenerlas en cuenta a la hora de hacer la mejor elección de los pozos, tales como: la presión de fondo, estabilidad de la producción, GOR, distancia al WOC, precipitación de orgánicos, acceso a la zona, entre otras; todo esto enfocado en obtener una muestra representativa del yacimiento.

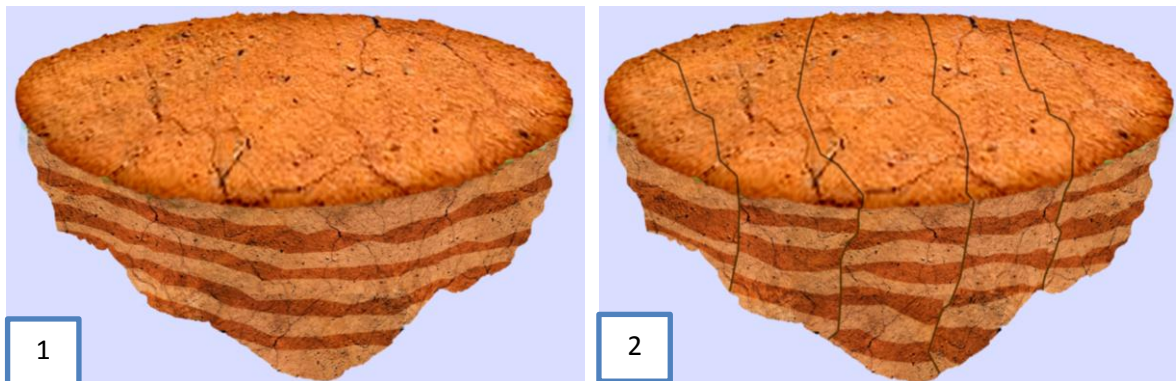
Para obtener una muestra representativa de una zona que se desea estudiar, se debe tener en cuenta la heterogeneidad geológica de ésta, ya que, como señala la geoquímica de yacimientos, dentro de un yacimiento la composición de los crudos será homogénea siempre que exista la ausencia de fallas, sellos o diferencias en las propiedades petrofísicas que actúen como barreras de permeabilidad, de modo que en cualquier parte del yacimiento se tendrá la misma composición (Kaufman *et al*, 1990) y en la medida que existan diferencias composicionales (sutiles o ligeras) en los crudos, se le atribuirá al efecto de compartimentalización que evitó la homogenización del crudo en el yacimiento (Hunt, 1995; Bissada y Kelley,

1995).<sup>20</sup> Cabe aclarar que la variación de la composición se dará cuando se dé la generación del crudo en un yacimiento fallado, es decir, en casos donde primero se dé la formación de éste y luego el fallamiento, así existirá la posibilidad de que la composición no sea la misma en todo el yacimiento.

Como Davies, *et al.* (2007/2008) señalaban:

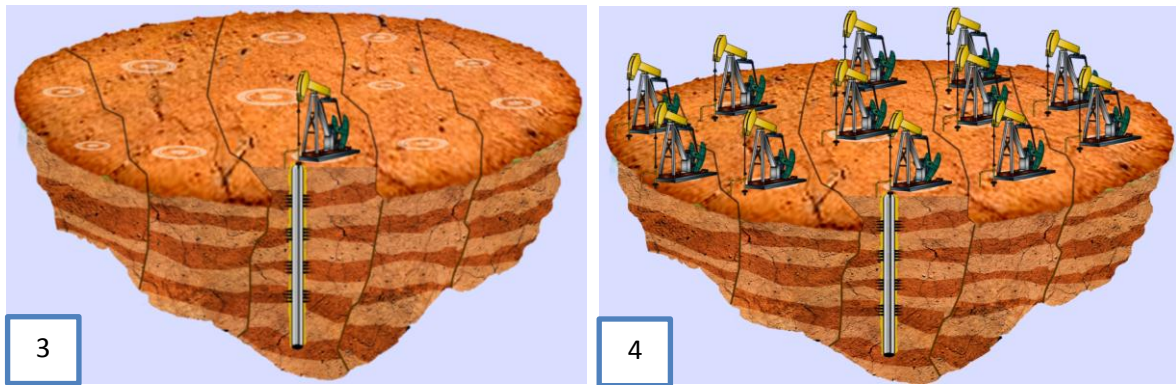
Los yacimientos de petróleo pueden estar conformados por compartimientos aislados entre sí. Los elementos de flujo independientes pueden tener un impacto enorme sobre la capacidad de un operador para drenar el yacimiento. A modo de analogía, se puede considerar que un compartimiento de un yacimiento es como una esponja. Al igual que una esponja con su estructura de celdas abiertas, todo el contenido puede ser drenado con un solo agujero o pozo. Siguiendo con la analogía, los compartimientos independientes de un yacimiento son similares a un rollo de material plástico de burbujas; un sistema de celdas cerradas a través del cual el contenido de una burbuja no puede fluir hacia otra. Si se perfora un solo agujero a través del rollo, el drenaje se produce solamente desde las celdas penetradas. El rollo de material plástico de burbujas se encuentra, por ende, intensamente compartimentalizado.<sup>21</sup>(Figura 10).

**Figura 10.** Proceso de compartimentalización de un yacimiento.



<sup>20</sup> POSADA, C et al. Geoquímica de Yacimientos de la Formación Caballos en el Campo Orito. Putumayo – Colombia. Ecopetrol-ICP. CT&F. Ciencia, Tecnología y Futuro. Vol. 2, Núm. 2. Bucaramanga. Diciembre 2001.

<sup>21</sup> DAVIES. Op. cit., p. 62 - 63.



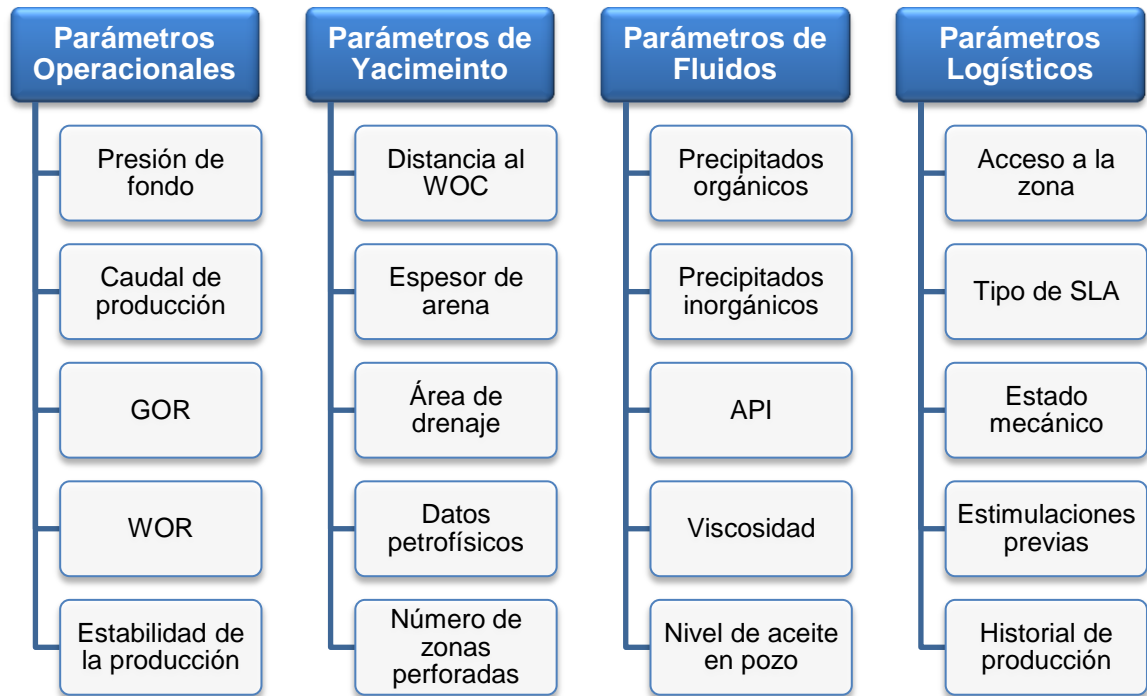
La figura 10 muestra el proceso de compartimentalización de un yacimiento, en 1 se tiene el yacimiento virgen, en 2 se muestra el yacimiento fallado debido a los esfuerzos que se ejercieron en el fondo de la tierra (formación de compartimentos), en 3 se inicia la explotación del yacimiento, en 4 se completa el programa de explotación para extraer todo el fluido del yacimiento.

**Fuente:** Autor.

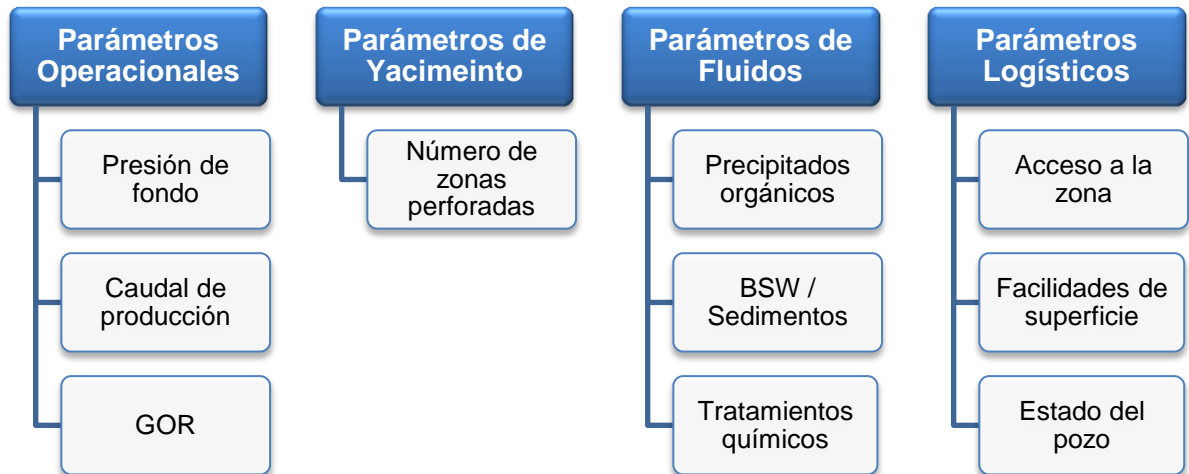
Por tal motivo en casos donde existe compartimentalización, se recomienda no generalizar la muestra obtenida, en vez de esto, se debe seleccionar al menos un pozo por cada compartimiento existente en el yacimiento para poder caracterizar el fluido y determinar la continuidad y comunicación entre los bloques y así cubrir la totalidad de la extensión del campo.

Las siguientes figuras (Figura 11 y Figura 12) muestran los principales parámetros y variables que se deben tener en cuenta a la hora de seleccionar el o los pozos a muestrear, ya sea en fondo o en superficie, en un campo o zona.

**Figura 11.** Parámetros y variables para selección de pozos a muestrear en fondo.



**Figura 12.** Parámetros y variables para selección de pozos a muestrear en superficie.



**Fuente:** Autor

La importancia de los criterios de selección depende de quien realice el muestreo, pues para cada persona algunos criterios serán más relevantes que otros según su experiencia.

## **2.1 PARÁMETROS OPERACIONALES.**

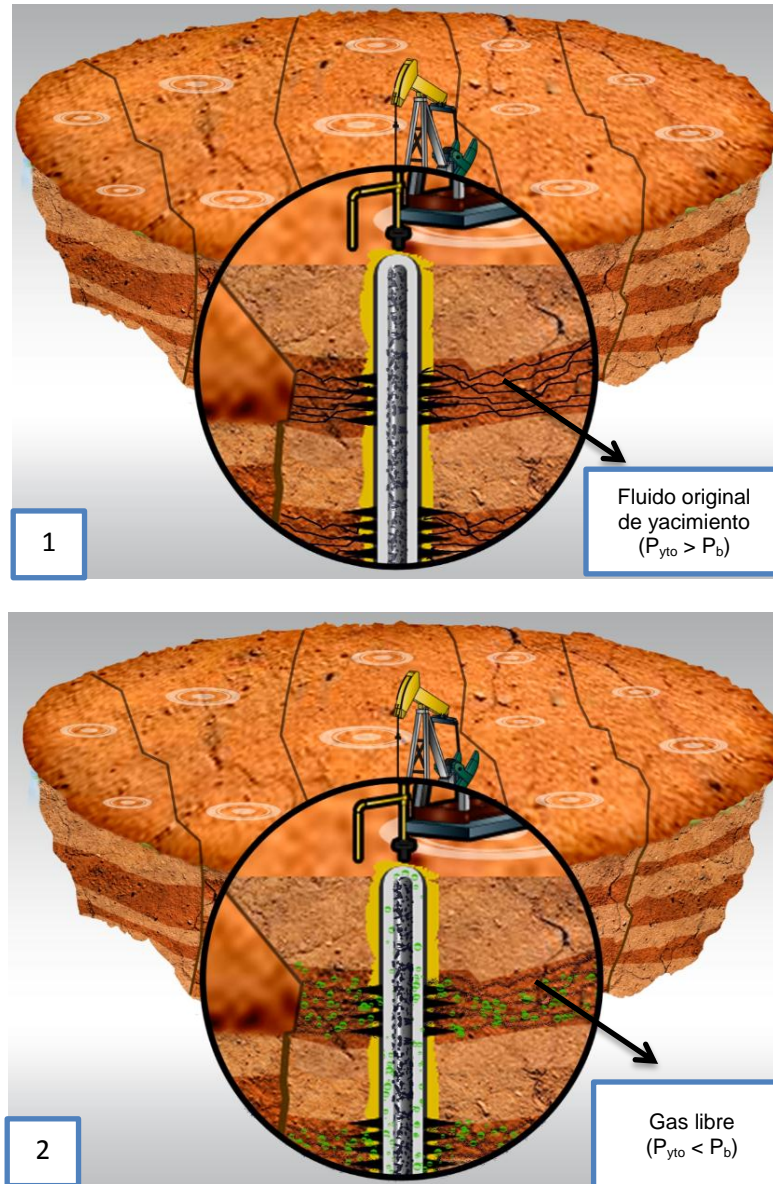
### **2.1.1 Presión de fondo.**

Es importante saber los datos de presión de cada pozo para definir que presiones registran y determinar qué tipo de muestreo es el adecuado para garantizar que la muestra recolectada sea representativa, como recomienda la Norma API RP 44<sup>22</sup> “Los métodos de muestreo de fondo son usados generalmente cuando la presión de fondo fluyente es mayor que la presión de saturación del yacimiento”, esto se corrobora con las respuestas aportadas por los expertos, que afirmaron que, la presión de fondo es una de las variables más importantes a la hora de seleccionar un pozo o pozos aptos para muestreo (Anexo A) y que debe estar por encima de la presión de saturación del fluido para preservar el comportamiento monofásico o en dado caso, si está por debajo de ésta, que se encuentre cercana a la presión de saturación asegurando la recolección de una muestra representativa (Anexo B); en caso contrario se procedería a realizar un muestreo en superficie, ya que, se producirá la separación del gas, creándose un sistema bifásico, cuando sucede esto la fase con alto grado de movilidad fluye preferentemente debido a los efectos de permeabilidad relativa dificultando así la toma y representatividad de la muestra (Figura 13).

---

<sup>22</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUE. Sampling Petroleum Reservoir Fluids; API Recommended Practice 44. 2 ed. Abril 2003. p.7.

**Figura 13.** Efecto de la declinación de la presión durante el muestreo de fluidos de yacimiento.



En 1 se obtiene una muestra de fluido de yacimiento representativa, caso contrario con lo que sucede en 2 ya que empieza a haber liberación de gas.

**Fuente:** Autor.

En casos donde se decida realizar un muestreo de fondo se debe hacer análisis de las presiones estáticas y dinámicas, pues definirán cuál es la presión máxima que alcanzarán dichos pozos y de allí seleccionar el mejor o los mejores.

### **2.1.2 Caudal de producción.**

Esta variable es claramente utilizada a la hora de acondicionar los pozos cuando se desea realizar un muestreo y se monitorea conjuntamente con el GOR, para así obtener la muestra representativa; para dicho fin la Norma API RP 44<sup>23</sup> aconseja que, para remplazar fluido no representativo de las cercanías de la cara del pozo por fluido original de las partes más alejadas del yacimiento (fluido representativo), se deje fluir el pozo a un caudal bajo para permitir que el fluido alterado sea desplazado por el fluido no alterado.

Un pozo con una producción a altas tasas de flujo puede causar alteración de un volumen sustancial de fluido alrededor de la cara del pozo (altas caídas de presión), que es la zona en la cual se da la máxima caída de presión, si la presión de fondo fluyente es significativamente menor que la presión de saturación de fluido, caso contrario cuando el pozo produce a tasas bajas pudiendo mantener bajas las caídas de presión

Esto coincide una vez más con lo aportado por los expertos encuestados, los cuales le dieron un grado de importancia bajo a esta variable teniendo en cuenta que el fin del estudio es seleccionar pozos para un muestreo (Anexo A) y a su vez, expresaron que el pozo a ser seleccionado debe estar activo sin importar que tanto caudal este aportando éste (Anexo B), o que manifieste crudo en superficie, la única consideración que se tiene al respecto es que, su índice de productividad o potencial de flujo debe ser alto para garantizar así un flujo de fluido uniforme.

### **2.1.3 Relación Gas-Aceite (GOR).**

La Norma API RP 44, conjunto con Aramendiz y Velazquez (2008)<sup>24</sup> afirman que ésta variable es muy importante a la hora de realizar un muestreo de superficie ya que sirve como base para determinar las proporciones adecuadas de gas y aceite

---

<sup>23</sup> Ibid., p. 9.

<sup>24</sup> ARAMENDIZ, Jose y VELASQUEZ, Miguel. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación Campo Colorado. Trabajo de Grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2008, p.63.

(recolectadas previamente del separador) para la reconstrucción de la muestra de fluido de yacimiento en laboratorio, tal como se muestra a continuación:

GOR menor de 1500 SCF/STB	2 cilindros
GOR entre 1500 y 3000 SCF/STB	3 cilindros
GOR mayor de 3000 SCF/STB	4 cilindros

Asimismo, un apropiado acondicionamiento del pozo es un paso crítico para adquirir muestras de alta calidad. Esto requiere fluir el pozo a una tasa adecuada sin crear un flujo bifásico en el yacimiento hasta que se logre un comportamiento de GOR estabilizado.

Cualquier error en la medición del GOR se manifestará en los cálculos de la recombinación y puede impedir al personal de laboratorio la adecuada reconstrucción del fluido de yacimiento.

Cuando se habla de muestreo de fondo, esta variable, como lo afirman los expertos con sus aportes, es una variable de gran importancia (Anexo A), ya que, da un indicio del tipo de fluido que se tiene confinado en el subsuelo, y permite establecer que clase de procedimiento se le puede efectuar, para tal caso la magnitud de esta variable es vital para que el muestreo sea exitoso y se considera que debe ser un GOR bajo aunque, un GOR intermedio es aceptable (Anexo B).

Las consideraciones de esta variable de forma cualitativa se expresan a continuación:

**Tabla 2.** Rangos de GOR.

Clasificación	Rango (SCF/STB)	
Bajo	< 1000	
Medio	1000	2200
Alto	> 2200	

**Fuente:** Autor.

Para establecer los rangos se tomó como base y consideración los valores de GOR de los tipos de fluidos de yacimiento (aceite negro y aceite volátil) que diferentes autores y fuentes como McCain<sup>25</sup>, Ferrer<sup>26</sup>, entre otros, establecieron para clasificar los fluidos de yacimiento.

Generalmente, se aconseja realizar comparaciones de las relaciones gas-aceite (GOR) entre los pozos del yacimiento, ya que esto indicará si existen variaciones significativas en las propiedades del fluido de yacimiento. Cuando las composiciones de las muestras de diferentes pozos en la misma formación muestran variaciones significativas, es conveniente el muestreo de múltiples pozos.

Esta variable, como se expresó anteriormente es esencial a la hora de acondicionar el pozo a muestrear, se debe considerar que si el pozo a muestrear ha estado fluyendo a su tasa de producción normal al menos por 24 horas, se empieza el acondicionamiento haciendo mediciones precisas de las tasas de aceite y gas y de la presión de fondo. Si las tasas de aceite y gas son constantes, se reduce el caudal (aproximadamente 30% - 50%) y se mide el GOR periódicamente hasta que claramente se estabilice; ésta es una de las condiciones importantes del GOR, que debe estar estabilizado para proceder a muestrear un pozo<sup>27</sup>.

#### **2.1.4 Relación Agua-Aceite (WOR).**

Esta variable es factor significativo a la hora de realizar un muestreo, ya que el pozo que se escoge para realizar dicho método debe tener un corte de agua bajo (< 2% - 3%) para garantizar que la muestra sea representativa, así como lo expresaron también los expertos (Anexo A).

---

<sup>25</sup> MCCAIN, W.D. Jr. The Properties of Petroleum Fluids. Second Edition. PennWell Books. Tulsa. 1989.

<sup>26</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009.

<sup>27</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Op. cit., p.10.

Como mejor escenario se tendría un pozo que no produjera agua, un pozo que produce incluso pequeñas cantidades de agua puede ser un problema pero, debido a que se puede adaptar tal escenario, se considera aceptable un corte de agua intermedio (Anexo B). Si es posible, se propone que un pozo debería ser descartado si alguna porción del yacimiento incluye un contacto de agua; asimismo es de gran importancia conocer si el pozo tiene problemas de conificación, ya que, de ser así las zonas que producen agua se deben aislar para evitar su producción.

### **2.1.5 Estabilidad de la producción.**

Con se enunció con anterioridad la producción del pozo a muestrear debe ser preferiblemente baja para evitar grandes caídas de presión cerca a la cara del pozo, impidiendo así la aparición de una segunda fase, a su vez, la tasa debe estar previamente estabilizada, al igual que el GOR, para una toma de muestra adecuada, coincidiendo de nuevo con lo expresado por los expertos (Anexo B); según la Norma API RP 44<sup>28</sup>, los pozos que presentan variaciones abruptas de la tasa de producción presentan problemas especiales en la toma de las medidas necesarias para el muestreo con una precisión poco aceptable, siendo el flujo estable sin “cabeceo” el escenario más deseables cuando se habla de muestreo de hidrocarburos.

## **2.2 PARÁMETROS DE YACIMIENTO.**

### **2.2.1 Distancia al contacto Agua-Aceite.**

Como previamente se dijo, el agua puede ser un problema considerable al realizar un muestreo de hidrocarburos, si un pozo productor de agua es considerado apto para muestreo se deben tomar debidas precauciones, tales como, considerar en primer lugar los pozos que tengan la mayor columna de aceite y sus perforaciones a una distancia máxima por encima del contacto agua-aceite, tal y como lo

---

<sup>28</sup> Ibid., p. 1.

opinaron los expertos (Anexo C), ratificando lo establecido en la Norma API RP 44.

En general, como aconseja la norma, es mejor no muestrear en un pozo de aceite cerca de un contacto; si no se puede evitar, se debe hacer lo más lejos posible de la zona de transición.

### 2.2.2 Espesor de la arena.

Con esta variable hay cierta incertidumbre a la hora de escoger el mejor escenario posible para un muestreo (Anexo C), ya que, si bien es cierto que el muestreador debe tener dimensiones menores a la de la arena productora, también puede llegar esto a ser un problema, pues, la magnitud de la variación composicional puede variar en forma considerable, dependiendo de la historia geológica y geoquímica del yacimiento, si el espesor de la arena es muy grande, las propiedades del crudo pueden cambiar apreciablemente con la profundidad,<sup>29</sup> (Ver Figura 14), además de que se requieren técnicas especiales para tomar muestras representativas de un intervalo dado, tales como aislar la producción a intervalos seleccionado sobre la cara de la formación.

**Figura 14.** Muestras de petróleo crudo extraídas de una sola columna de petróleo en un yacimiento.



**Fuente:** DAVIES, Tara, *et al.* Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos. Oildfield Review. Invierno de 2007/2008, p. 63.

Otro punto de vista, es relacionando el espesor de la arena con la permeabilidad de la misma, ya que, se puede aceptar para muestrear un pozo que haya

<sup>29</sup> DAVIES. Op. cit., p. 63.

perforado una arena con un espesor pequeño que tenga permeabilidad alta y que sea potencialmente productora, caso contrario, si hay un yacimiento con arenas de gran espesor pero muy apretadas (baja permeabilidad), puede ser casi imposible conseguir el caudal de flujo suficiente para extraer los líquidos sin presión caída de presión (drawdown) y se decide abandonar la operación a condiciones de fondo de pozo.

### **2.2.3 Área de drenaje.**

Esta variable define que tan afectado o alterado está el fluido a lo largo de la extensión del yacimiento, si la onda de presión tocó todos los límites de éste o no y si hubo caída de presión.

Se estableció como mejor escenario (Anexo C) la realización del muestreo a un pozo recién perforado, ya que, el fluido mantendrá las propiedades originales del yacimiento y puede que dicho fluido se encuentre a una presión mayor a su presión de saturación; según los expertos, es aceptable realizar el muestreo a pozos que han estado produciendo por unos pocos años o a pozos considerados como maduros, pero se debe hacer un trabajo de acondicionamiento arduo para poder llegar a obtener un panorama de muestreo aceptable.

### **2.2.4 Datos petrofísicos.**

Esta variable sirve para conocer las propiedades de la roca y la interacción que tiene ésta con el fluido, como por ejemplo la capacidad de almacenamiento de fluidos en el yacimiento (porosidad) y la capacidad de producción (permeabilidad), a su vez genera un plano mediante modelos matemáticos que representan el yacimiento analizado.

También ayuda a comprender los diferentes tipos de daño que pueden presentarse en una formación productora, debido fundamentalmente al movimiento de partículas sólidas, reacciones químicas y/o cambios en las condiciones termodinámicas en la producción y recobro de hidrocarburos, siendo

así, afín con los expertos, el mejor escenario para realizar un muestreo es que la zona que se desea estudiar posea los datos petrofísicos completos (Anexo C) para así poder dar juicios verídicos, de no ser así, y sabiendo de antemano que obtener datos petrofísicos completos es complejo y costoso, se debe armar un panorama de lo que se tiene y generar hipótesis que puedan ayudar a tomar las mejores decisiones, como correlacionar zonas cercanas o propiedades de formaciones y ambientes de depositación, para así obtener la mejor muestra de fluido posible.

### **2.2.5 Número de zonas perforadas.**

Dependiendo de la arena o formación que se quiera estudiar, se deben elegir aquellos pozos que produzcan de dicha formación para asegurar que la muestra que se obtenga pertenezca a la zona de interés, puesto que pueden ocurrir inconvenientes si la producción del fluido viene de dos o más zonas (que contienen fluidos con diferente composición). Estos fluidos, que se mezclan en la cara del pozo pueden, si no están correctamente identificados, dar la apariencia de un fluido producido que presenta propiedades diferentes de cualquiera de los fluidos de las zonas.

Como mejor escenario, y de acuerdo con los expertos (Anexo C), se tiene un pozo que haya perforado y que produzca sólo una zona o arena; en aquellos casos donde un pozo produzca por más de una arena, se deberán aislar las otras zonas (que no son de interés para el estudio) para que la muestra sólo provenga de la zona de interés, pues si no se realiza esto, el análisis no será representativo.

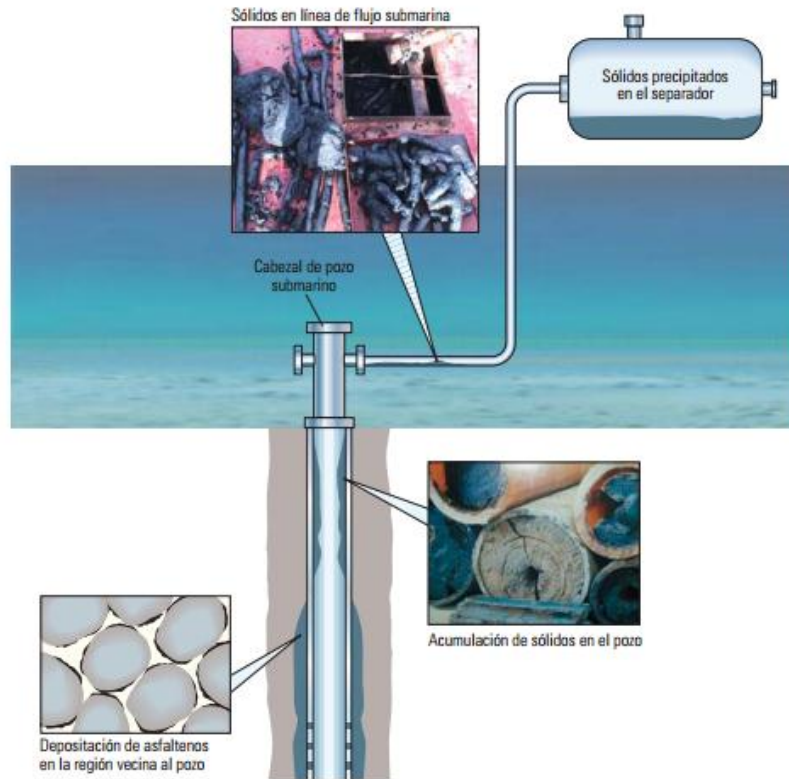
## **2.3 PARÁMETROS DE FLUIDOS.**

### **2.3.1 Precipitados orgánicos e inorgánicos.**

El comportamiento de los hidrocarburos en fase sólida es una variable considerable a la hora de tomar una muestra de fluido de yacimiento. Estos son

ampliamente conocidos por obstruir los pozos, las líneas de flujo, las instalaciones de superficie y las formaciones del subsuelo (Figura 15).

**Figura 15.** Precipitación y deposición de asfaltenos.



**Fuente:** AKBARZADEH, Kamran, *et al.* Los asfaltenos: problemáticos pero ricos en potencial. Oilfield Review. Otoño de 2007, p. 24.

La precipitación y/o deposición de éstos se da principalmente por cambios producidos en la presión, la temperatura, la composición y las tasas de corte; la formación de ceras e hidratos es provocada principalmente por la declinación de la temperatura y la precipitación de asfaltenos del crudo se da esencialmente por las reducciones en la presión o la mezcla de fluidos<sup>30</sup> (Figura 16), generando obstrucción del flujo del fluido de yacimiento, reducción del diámetro de las líneas

<sup>30</sup> AKBARZADEH, Kamran, HAMMAMI, Ahmed, KHARRAT, Abdel, *et al.* Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. Oilfield Review 19, No. 2 (Otoño de 2007). p. 24-47.

de flujo, atascamiento de la herramienta (muestreador de fondo) y cambios apreciables en la composición del fluido.

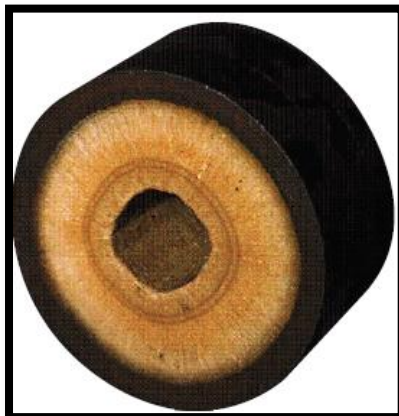
**Figura 16.** Depósitos comunes que se forman en los tubulares durante la producción de hidrocarburos.



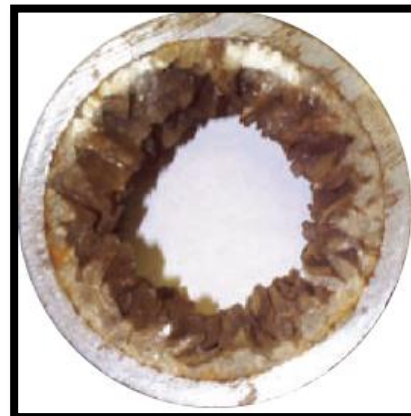
Asfalteno



Hidrato



Cera



Incrustación inorgánica

**Fuente:** DAVIES, Tara, *et al.* Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos. Oildfield Review. Invierno de 2007/2008, p. 63.

Como mejor escenario, acorde con los expertos (Anexo D), se desea que el o los pozos a muestrear no tengan problemas de precipitación de orgánicos o inorgánicos pero en dado caso que exista tal escenario se debe hacer una adecuación del o los pozos como por ejemplo inyección de aceite caliente para remover los depósitos que se encuentren en la cara del pozo y/o cambio de las

varillas que contengan acumulación de sólidos ya que su radio se ha reducido; si el problema de precipitación y/o depositación de orgánicos e inorgánicos es severo, se aconseja descartar el pozo.

### 2.3.2 API.

La gravedad API es una escala que fue desarrollada para medir la densidad relativa de numerosos líquidos de petróleo y tiene valores desde 10° a 70° API<sup>31</sup>; al igual que el GOR, comparaciones de las gravedades del aceite de tanque (°API) entre los pozos del yacimiento indicarán si existen variaciones significativas en las propiedades del fluido de yacimiento.

Esta variable según los expertos (Anexo D) es de poca confianza y no tiene gran relevancia a la hora de escoger un pozo a muestrear, ya que, como expresa la Norma “La gravedad API no es un indicador absoluto del tipo de fluido del yacimiento, y está en función de las condiciones de separador“, más bien contribuye en la facilidad del muestreo, así que no es recomendable tomar muestras con gravedades API bajas.

La clasificación de los diferentes tipos de fluidos aportada por Patel<sup>32</sup> *et al.* Según su gravedad API se muestra a continuación:

**Tabla 3.** Clasificación de los fluidos de yacimiento según API.

Tipo de Fluido	° API
Petróleo pesado	10 – 25
Petróleo negro	30 - 40
Petróleo volátil	40 – 50
Gas condensado	50 – 70
Gas húmedo	60 – 70
Gas seco	Sin líquido

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. “FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS”. Maracaibo, Venezuela, 2009.

<sup>31</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [en línea]. Actualizada: 1 de Julio de 2013. [Fecha de consulta: 1 de Julio de 2013]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api\\_gravity.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api_gravity.aspx).

<sup>32</sup> PARIS DE FERRER. Op. cit., p, 64.

### **2.3.3 Viscosidad.**

Esta variable según los expertos (Anexo D) aporta, al igual que la gravedad API, en la facilidad del muestreo y al tiempo que tome adquirir la muestra, ya que, se es posible muestrear cualquier tipo de fluido. Se propone como mejor escenario muestrear yacimientos con fluidos con viscosidades bajas o intermedias, debido a que estos fluirán de forma más sencilla desde el yacimiento a la cámara de muestreo (muestreo de fondo) o a los cilindros portadores (muestreo de superficie), en contraste con un fluido altamente viscoso.

### **2.3.4 Nivel de aceite en el pozo.**

Variable determinante a la hora de realizar un muestro pues va ligada con la presión hidrostática de la columna de fluidos que se encuentran en el pozo, a su vez, sirve para determinar el valor al cual puede llegar la presión estática (máxima presión a la cual puede llegar cuando se cierra el pozo) pudiendo ser la presión inicial o una  $P^*$ .

Conforme con los expertos, el mejor escenario para escoger un pozo a muestrear es un pozo que esté totalmente lleno de aceite o que su nivel de aceite sea alto y que a su vez este fluyendo (Anexo D), ya que, le puede dar certeza que el flujo es estable y que el índice de productividad es alto, variables necesarias para un muestreo exitoso. Si el pozo llegase a tener un nivel de aceite bajo puede ser indicio que la presión está demasiado baja en comparación con la presión inicial o que no tenga un índice de productividad alto, que es lo deseado.

### **2.3.5 BSW / Sedimentos.**

Esta variable hay que tenerla en cuenta ya que la muestra que se vaya a seleccionar debe estar libre de cualquier contaminante, ya sea líquido (agua, fluidos de tratamiento, entre otros) o sólidos (partículas de arenas o precipitados orgánicos, entre otros), pues, estos contaminan la muestra a la hora que vaya a

ser tomada o en el caso de los sólidos, taponan los puntos de muestreo, haciendo imposible la toma de una muestra.

Conforme con lo anteriormente expresado y con los aportes realizados por el grupo de expertos, se concluye que el pozo que se escoja debe contener al menos una cantidad baja o media de agua y sedimentos, para que sea buena o aceptable la toma de la muestra respectivamente, a su vez, se debe preparar el separador a estas condiciones antes de ser capturada dicha muestra.

### **2.3.6 Tratamientos químicos.**

Esta variable es de vital importancia ya que a la hora de tomar la muestra, ésta debe estar libre de cualquier contaminante, como se expresó anteriormente. El mejor escenario acorde con los expertos es escoger un pozo que en separador no se le haya realizado ningún tratamiento químico ya que esto afectaría la representatividad de la muestra.

## **2.4 PARÁMETROS LOGÍSTICOS.**

### **2.4.1 Acceso a la zona.**

Variable decisiva a la hora de llegar al pozo donde se desea realizar el muestreo, se debe conocer el estado actual de las vías de acceso, pues se debe transportar las herramientas, personal y unidades necesarias para realizar la toma de la muestra.

Acorde con los expertos, se desea que exista una vía de acceso, sin importar si esta está o no en las mejores condiciones (Anexo E), por ejemplo una vía destapada (trocha). En el caso en que sea complejo o imposible acceder a la locación del pozo (Figura 17), se debe descartar como candidato para el muestreo, ya que, acarrearía gastos adicionales, como por ejemplo en la construcción de obras civiles, a menos que se tengan los medios necesarios para efectuarlo.

**Figura 17.** Acceso a la zona.



**Fuente:** Autor.

#### **2.4.2 Tipo de levantamiento artificial.**

Variable clave a la hora de realizar el muestro, ya que, se tiene como condición que el pozo a muestrear no posea unidad de levantamiento artificial alguna por comodidad, economía y factibilidad de la operación, acorde con los expertos, siendo éste el mejor de los escenarios (Anexo E). Si el pozo posee unidad de levantamiento y es elegido como apto, entrarían a tener en cuenta variables adicionales de adaptación como la extracción de varillas y/o bombas según sea el caso, siendo este escenario aceptable para la realización del muestreo.

#### **2.4.3 Estado mecánico.**

Esta variable es de gran importancia a la hora de escoger el pozo apto a muestrear, pues, se debe conocer el estado y condiciones del pozo como por ejemplo que el pozo no tenga ninguna obstrucción que evite que la herramienta llegue al punto de muestreo; a su vez está directamente relacionado con la unidad recolectora de muestra (muestreador) en la cual se compara el diámetro interno del pozo o tubería, por la cual pasará la herramienta, con el diámetro del muestreador, siendo por lógica, el mejor de los escenarios que el diámetro del

muestreador no iguale ni sobrepase el diámetro del pozo o tubería, ya que, si no es así la herramienta no bajaría al punto previamente fijado como idóneo para recoger la muestra ni tampoco subiría, y podría generar un problema adicional de pega o pescado.

#### **2.4.4 Estimulaciones previas.**

Hay que tener en cuenta esta variable antes de realizar el muestreo porque deja en evidencia los problemas que ha tenido cada pozo a lo largo de su vida productiva y cómo han tratado de remediarlos o eliminarlos, tales como arenamiento, precipitación y/o depósitos de parafinas, asfaltenos, ceras, entre otros. Esto sirve para corroborar si las tuberías del pozo han tenido reducciones de su diámetro efectivo, lo cual causaría que la herramienta que se desee bajar para capturar la muestra se obstruyera, o si pudiera haber contaminación de la muestra con sólidos o taponamiento de los intervalos productores debido al arenamiento.

Como mejor escenario, acorde con los expertos, sería un pozo que esté libre de estimulaciones (Anexo E), ya que, se descartaría enseguida problemas de precipitación de sólidos o arenamiento, pero si al pozo se le han realizado tales operaciones, se debe validar qué tan grave es el problema, ya que, si éste es alto, variables como limpieza y adaptación de tuberías entrarían en juego; a su vez, se debe observar qué tan constantes han sido estos problemas a lo largo del tiempo pues puede ocurrir que al momento de muestrear el problema renazca y dañe la toma de la muestra.

#### **2.4.5 Historial de producción.**

Esta variable sirve principalmente para observar cómo ha sido la producción de los fluidos (crudo, agua, gas) del yacimiento, y del pozo en específico, a su vez, deja ver la tendencia que han tenido a lo largo de su vida productiva y da una pauta del potencial de flujo del pozo, la estabilidad en su producción, el corte de agua, entre

otras variables, que se relacionan y ayudan a tener un muestreo exitoso, acorde con la Norma.

Conforme con los expertos (Anexo E), se tiene como mejor panorama que los pozos tengan un historial de producción completo, para poder observar en detalle e íntegramente las tendencias y cantidades necesarias para dar un juicio verídico y certero, de no ser así, se debe armar un panorama de lo que se tiene y generar hipótesis que puedan ayudar a tomar las mejores decisiones para obtener la muestra representativa de fluido.

#### **2.4.6 Facilidades de superficie.**

Se debe contar con el equipo necesario para la separación óptima de las fases hasta que alcancen su equilibrio para la apropiada toma de muestras de las corrientes de gas y de aceite, asegurando que no haya arrastre de líquidos en la corriente gaseosa ni de gas en la corriente líquida, a su vez, se debe contar con los equipos para tomar las respectivas mediciones de las tasas de flujo, BSW, relación gas/aceite, entre otras propiedades. En caso tal que en el sitio no se cuente con el equipo preciso (separador(es)) se hace necesario trasladar un separador portátil para poder obtener la muestra.

Se concluye con lo previamente dicho conjunto con lo aportado con los expertos que el mejor escenario para poder seleccionar un pozo, es que cuente con los equipos indispensables para la óptima separación de las fases y posterior toma de muestra, en caso de que no se tengan, es importante conocer si se puede transportar un equipo de separador portátil al lugar para ejecutar la operación sabiendo de antemano que esto acarrearía un gasto adicional, en caso contrario, se concluiría que el pozo no se debe tener en cuenta para el estudio.

#### **2.4.7 Estado del pozo.**

Esta variable es importante ya que limita la elección de los pozos para proceder a muestrearlos, ya que el pozo que se escoja para el estudio debe estar fluyendo y

aportando fluido a superficie, es así que se tiene como mejor escenario que el pozo se encuentre activo, en dado caso que se encuentre inactivo, saber si puede ser reactivado para poder muestrearlo, sabiendo de antemano que esta operación acarrea costos adicionales; ya si el pozo se encuentra abandonado, no va a haber aporte alguno de la formación al pozo siendo así este el peor de los escenarios.

## **2.5 SCREENING DE LOS PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A MUESTREO.**

El screening que se muestra, compila datos conforme las opiniones de los expertos y sus experiencias a la hora de efectuar un muestreo de hidrocarburos, allí se puede ver de manera explícita los rangos de aplicabilidad de cada una de los parámetros anteriormente descritos, para así proceder a desarrollar la metodología de selección.

El screening partió de la asociación, inicialmente establecida, de las veinte variables y de las diez variables, para muestreo de fondo y muestreo de superficie respectivamente, en cuatro grupos principales:

- Parámetros operacionales
- Parámetros de yacimiento
- Parámetros de fluidos
- Parámetros logísticos

Para ponderar el grado de aplicabilidad que tendrá cada variable al momento de seleccionar el pozo para muestreo, se acordó una categorización cualitativa, de la siguiente manera:

- **Malo:** Dentro de este rango no se puede realizar el muestreo.
- **Aceptable:** Dentro de este rango se puede realizar el muestreo, pero no es un muestreo confiable.
- **Bueno:** El muestreo no es 100% confiable pero presenta una buena calidad de muestra.

A continuación se presentan las tablas que contienen el resumen completo de la investigación forjada a lo largo del trabajo de grado, conforme los expertos aportaban su conocimiento y confrontándolo con lo expuesto en la literatura, para ponderar y categorizar cada variable cualitativamente.

**Tabla 4.** Screening de parámetros para muestreo de fondo.

Variable	Rango de aplicabilidad		
	Malo	Aceptable	Bueno
Presión de fondo	<<Pb	≤Pb	>Pb
Caudal de producción	Nulo	Alto	Bajo
GOR	Alto y/o Variable	Medio	Bajo y/o Estable
WOR	Alta	Baja	Nulo
Estabilidad de producción	Variable		Estable
Distancia al contacto W/O	Justo	Cerca	Lejos
Espesor de la arena		Grande Pequeño	Mediano
Área de drenaje (tipo de pozo)	Maduro	Pocos años en producción	Recién perforado
Datos petrofísicos	Sin		Con alguna información
Numero de zonas perforadas		>1	1
Precipitados orgánicos	Alto	Bajo	Sin
Precipitados inorgánicos	Alto	Bajo	Sin
API		Bajo	Medio Alto
Viscosidad		Alta	Media Baja
Nivel de aceite en el pozo	Bajo		Totalmente lleno Alto
Acceso a la zona	Sin		Con
Tipo de SLA		Con	Sin
Estado mecánico de los pozos	$D_T \leq D_m^*$ Con obstrucciones		$D_T > D_m^*$ Sin obstrucciones
Estimulaciones previas		Si	No
Historial de producción	Sin		Con alguna información

**Fuente:** Autor.

\* $D_T$ : Diámetro de la tubería de producción (Tubing)

\*\* $D_m$ : Diámetro del muestreador

**Tabla 5.** Screening de parámetros para muestreo de superficie.

Variable	Rango de aplicabilidad		
	Malo	Aceptable	Bueno
Presión de fondo		> Pb	≤Pb
Caudal de producción		Variable	Estable
GOR		Variable	Estable
Número de zonas perforadas		> 1	1
BSW / Sedimentos	Alto	Medio	Bajo
Precipitados orgánicos	Si		No
Tratamientos químicos	Con		Sin
Acceso a la zona	No		Si
Estado del pozo	Abandonado	Inactivo	Activo
Facilidades de superficie	Sin separador		Con separador (fijo o portátil)

**Fuente:** Autor.

### 3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.

#### 3.1 METODOLOGÍA DE PONDERACIÓN DE PARÁMETROS Y VARIABLES.

El procedimiento que se implementó para determinar el peso o relevancia de los diferentes parámetros, variables y grupos para poder posteriormente seleccionar el o los pozos aptos para un muestreo se basó en el método adaptado por Falcón<sup>33</sup> *et al.* (2011) y los pasos de los que éste consta se ilustran a continuación:

**Figura 18.** Metodología de ponderación de parámetros y variables.



**Fuente:** Modificado. FALCÓN, Odalys *et al.* MEASURING THE QUALITY OF THE INTERNAL CUSTOMER IN A HOTEL FACILITY. Universidad de Matanzas, Cuba. 2012. p. 13.

<sup>33</sup> FALCÓN, Odalys *et al.* MEASURING THE QUALITY OF THE INTERNAL CUSTOMER IN A HOTEL FACILITY. Universidad de Matanzas, Cuba. 2012. p. 13.

### **3.1.1 Selección de los parámetros y variables para la selección de pozos aptos para muestreo.**

La búsqueda de los indicadores (parámetros y variables) se efectuó con la ayuda de los expertos y se llevó a cabo utilizando la técnica denominada “tormenta de ideas” y se concluyó que eran necesarios 4 parámetros y 20 variables (5 variables divididas en cada parámetro) para medir la representatividad de la toma de muestra de fluido de yacimiento.

### **3.1.2 Preparación del cuestionario para medir los parámetros y variables.**

Para la creación de la ponderación que mida la calidad o representatividad de la muestra de fluido de yacimiento a partir de los parámetros y variables previamente seleccionadas, debe haber un herramienta, para este caso, una encuesta.

La encuesta se realizó para que la contestaran personas experimentadas en la técnica de muestreo de hidrocarburos, especialmente en el área de muestreo de fondo de pozo. Ésta se basó en tres aspectos importantes que fueron:

1. Definir la importancia de cada una de la variables de los parámetros generales que se tienen en cuenta a la hora de realizar dicha operación (yacimiento, operacional, de fluidos y logísticos)
2. Definir cada uno de las variables como determinantes, limitantes y complementarias.
3. Definir los diferentes escenarios de cada una de las variables para realizar un muestreo de fondo, categorizándolas en bueno, aceptable y malo, según la descripción de éstas.

### **3.1.3 Selección de los expertos.**

Para buscar los indicadores apropiados en la selección de pozos aptos para muestreo de hidrocarburos, se necesitó de la ayuda de un grupo de expertos, el cual se seleccionó debido a su experiencia en el tema de muestreo de

hidrocarburos, a nivel nacional e internacional; el número de expertos es reducido dada la disponibilidad y/o contacto que se tuvo con este tipo de personas.

#### **3.1.4 Cálculo de las medidas descriptivas para las variables analizadas.**

Para los parámetros y variables estudiadas se calcularon medidas de tendencia (media, moda y mediana), las cuales se usaron para determinar y estudiar la variabilidad de la distribución de los datos aportados por cada uno de los expertos encuestados, deduciendo qué tan alejadas están sus respuestas de la media general y de los escenarios que según la Norma API RP 44<sup>34</sup> se deben tener para una toma de muestra representativa.

#### **3.1.5 Determinación del peso de los parámetros, variables y grupos.**

Con los análisis anteriormente ejecutados y la definición de los parámetros y variables a medir, se procedió a buscar el peso o ponderaciones de dichos indicadores, ya que, estos no tienen la misma importancia para los expertos en la selección de los pozos aptos para muestreo.

Para poder determinar el valor numérico en términos porcentuales para cada categoría de variables es necesario hacer un estudio considerable de casos de campo en los cuales se hayan seleccionado pozos para realizar un muestreo; pero debido a la poca información disponible sobre casos particulares, en gran medida por que las empresas u operadoras mantienen esta información como confidencial, para este caso los valores porcentuales para cada uno de los grupos serán determinados a consideración del autor, basándose en aspectos relevantes como conocimientos y experiencia de algunos expertos en el tema, los cuales compartieron su conocimiento por medio de la encuesta.

Para el cálculo de los pesos se utilizó el método multicriterio designado como “Proceso Analítico Jerárquico” (PAJ o AHP por sus siglas en ingles), el cual es un

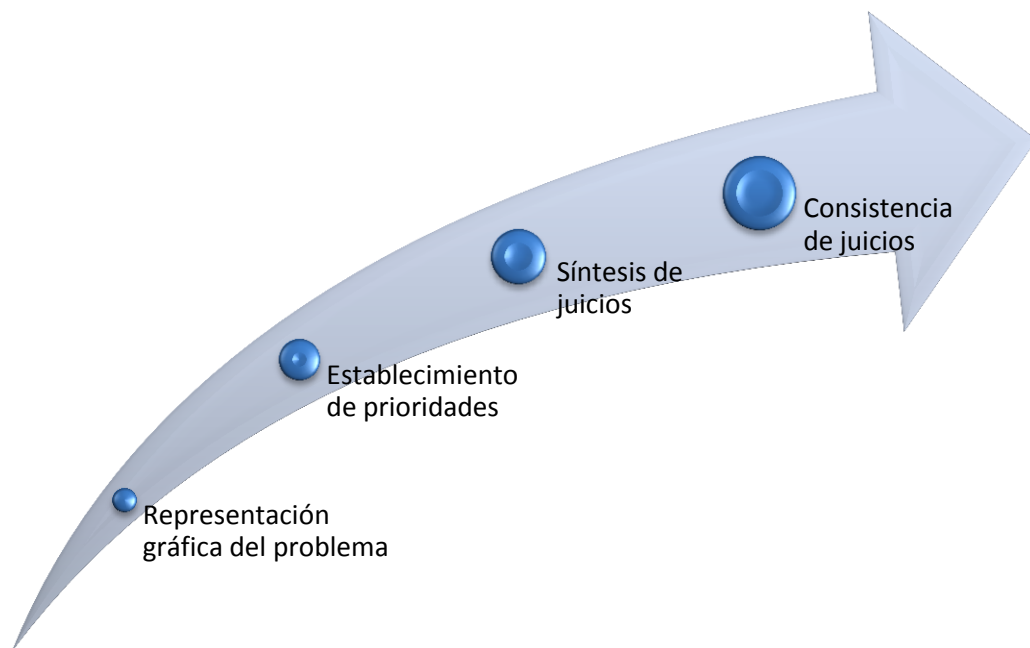
---

<sup>34</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Op. cit., p, 1-38.

método de toma de decisiones creado por Thomas L. Saaty<sup>35</sup> en 1980, forma parte de los métodos de comparaciones pareadas que facilitan la transformación sistemática de la información. Se usa para darle solución a problemas complejos que tiene criterios múltiples y requiere que quienes tomen las decisiones brinden evaluaciones subjetivas respecto a la importancia relativa de cada uno de los criterios, especificando posteriormente su preferencia con relación a cada una de las alternativas de decisión y para cada criterio, lo cual posibilita una jerarquización con prioridades que indica la preferencia global para cada una de las alternativas de decisión.

Frías<sup>36</sup> (2008) aborda este tópico con mayor claridad, de acuerdo con este autor, los **pasos a seguir** en la aplicación del método son los siguientes:

**Figura 19.** Metodología Proceso Analítico Jerárquico (PAJ).



**Fuente:** FRÍAS, Roberto. Herramientas de Apoyo a la Solución de Problemas no Estructurados en Empresas Turísticas (HASPNET). Matanzas, Cuba. Ed. Universitaria, 2008

<sup>35</sup> SAATY, Thomas. Multicriteria decision making: The analytic hierarchy process. New York: McGraw Hill. 1980.

<sup>36</sup> FRÍAS, Roberto. Herramientas de Apoyo a la Solución de Problemas no Estructurados en Empresas Turísticas (HASPNET). Matanzas, Cuba. Ed. Universitaria, 2008.

### 3.1.6 Proceso Analítico Jerárquico.<sup>37</sup>

Como expresa Moreno (1996)

“Cuando lo desconocido de un problema es mucho mayor que lo conocido, como sucede en la resolución de problemas con alta complejidad, es preferible dedicar el esfuerzo a mejorar el conocimiento y la calidad del proceso de decisión que a la búsqueda de una solución óptima,”<sup>38</sup>

En general, cuando se trabaja con aspectos subjetivos como es el caso del peso que tienen las diferentes variables a la hora de seleccionar un pozo para muestrear, se recomienda detectar los puntos críticos y la búsqueda de tendencias, esto para ayudar a diseñar caminos aceptables en el proceso de toma de decisiones, para esto se plantea utilizar el Proceso Analítico Jerárquico (Analytical Hierarchy Process – AHP), que es una técnica muy utilizada a la hora de tomar decisiones con condiciones variadas, que permite descomponer un problema en una jerarquía y asegura que se añadan tanto aspectos cualitativos como cuantitativos en el proceso de estimación.

Esta metodología permite la aplicación de datos, experiencia, conocimiento e intuición de una forma lógica y profunda dentro de una jerarquía como un todo<sup>39</sup>, y es así como se adaptó a la necesidad de darle peso a los índices preestablecidos como necesarios para escoger pozos para muestrear, teniendo como base un criterio racional.

A continuación se describe el procedimiento para darle peso a los parámetros, variables y grupos comprendidos, a la vez que se implementa el método, de acuerdo a la necesidad de ponderar cada una de éstas.

---

<sup>37</sup> BERUMEN, Sergio y LLAMAZARES, Francisco. La utilidad de los métodos de decisión multicriterio (como el AHP) en un entorno de competitividad creciente. Cuad. Adm. Vol. 20, No. 34. Bogotá. Julio/Diciembre 2007.

<sup>38</sup> MORENO, José. EL PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO (AHP). FUNDAMENTOS, METODOLOGÍA Y APLICACIONES. Universidad de Zaragoza, España. Departamento de Métodos Estadísticos. Facultad de económicas. 1996.

<sup>39</sup> SAATY, Thomas. Multicriteria decision making: The analytic hierarchy process. New York: McGraw Hill. 1980.

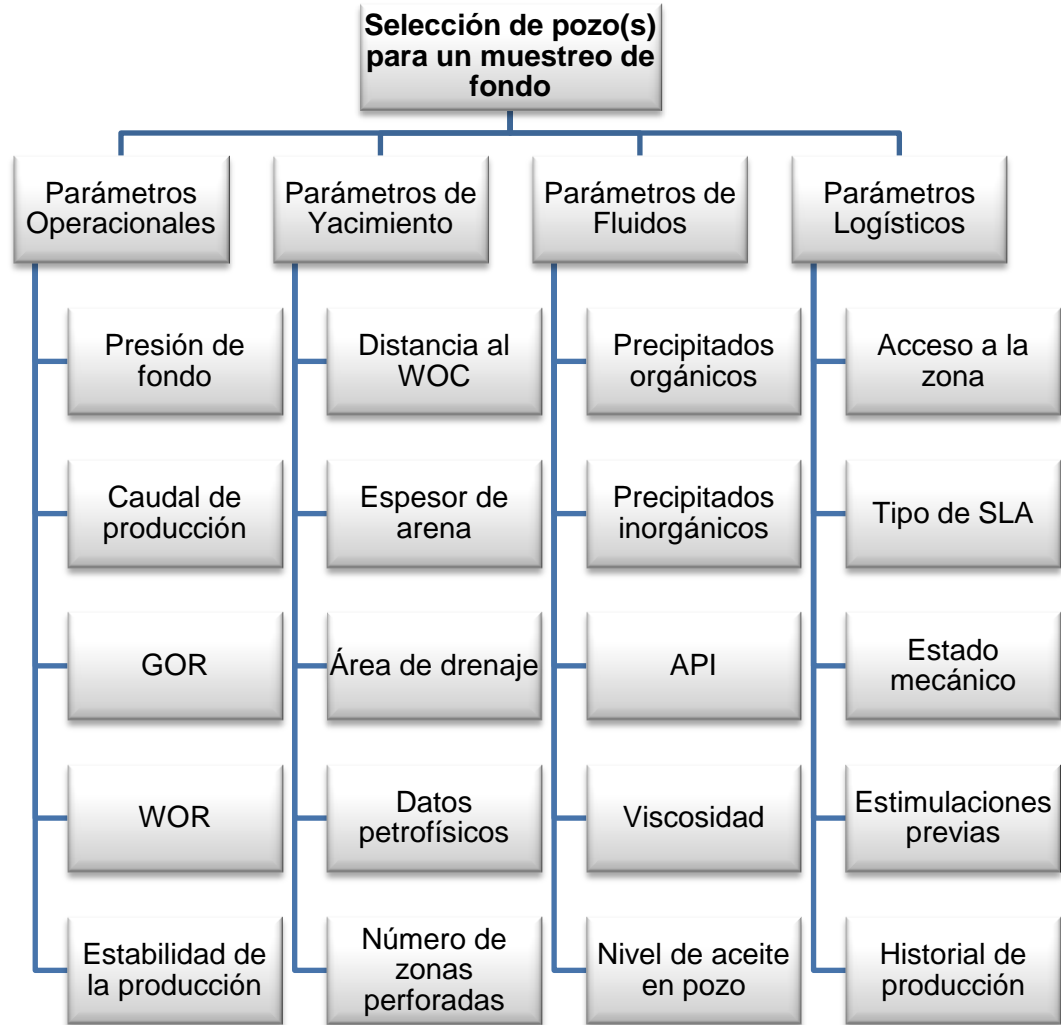
Los grupos en los cuales se distribuyeron cada una de las variables:

- **Determinantes:** Son aquellas variables que tienen una mayor influencia sobre las demás variables para realizar la selección del pozo para un muestreo, ya que no es factible adaptarlas o cambiarlas a una condición deseada por razones físicas o económicas.
- **Limitantes:** Son aquellas variables que delimitan eficiencia, ayudan a tener un mayor grado de confiabilidad con respecto a la decisión final.
- **Complementarias:** Son aquellas variables que, si bien no son críticas en el proceso de selección de un pozo para muestreo, permiten mejorar las condiciones a la hora de muestrear.

#### 3.1.6.1 MUESTREO DE FONDO.

1. Elaborar una representación gráfica del problema, en términos de meta global, criterios y alternativas.
  - **Meta global:** Selección de pozo(s) para un muestreo de fondo
  - **Criterios:** En este caso serían los parámetros en los cuales se distribuyeron las variables: Operacional, de Yacimiento, de Fluidos y Logísticos.
  - **Alternativas:** En este caso serían las variables; como por nombrar algunas: Presión de fondo, Caudal de producción, Distancia al WOC, Espesor de la arena, Precipitación de orgánicos e inorgánicos, Acceso a la zona, Tipo de sistema de levantamiento, entre otras.

**Figura 20.** Parámetros y variables para selección de pozos a muestrear en fondo.



**Fuente:** Autor.

**2. Establecimiento de prioridades:** realiza comparaciones pareadas entre criterios respecto a la meta global y de las alternativas de decisión con respecto a los criterios. Se requiere elaborar una matriz de comparación por pares en base a una escala definida.

La matriz de comparaciones es una matriz cuadrada que contiene comparaciones pareadas de alternativas o criterios.

Sea  $A$  una matriz  $n \times n$ , donde  $n \in \mathbb{Z}^+$ . Sea  $A_{i,j}$  el elemento  $(i,j)$  de  $A$ , para  $i = 1, 2, \dots, n$  y  $j = 1, 2, \dots, n$ , decimos que  $A$  es una Matriz de Comparaciones

Pareadas (MCP) de  $n$  alternativas si  $A_{i,j}$  es la medida de la preferencia de la alternativa en la fila  $i$  cuando se le compara con la alternativa de la columna  $j$ . Cuando  $i = j$ , el valor de  $A_{i,j}$  será igual a 1, pues se está comparando la alternativa consigo misma.

El PAJ o AHP se sustenta en los siguientes principios:

- Se refiere a la condición de **juicios recíprocos**: si  $A$  es una matriz de comparaciones pareadas, se cumple que  $A_{i,j} = \frac{1}{A_{j,i}}$ .
- Se refiere a la condición de **homogeneidad** de los elementos: los elementos que se comparan son del mismo orden de magnitud o jerarquía.
- Se refiere a la condición de **estructura jerárquica o dependiente**: existe dependencia jerárquica entre los elementos de dos niveles consecutivos.
- Se refiere a la condición de **expectativas de orden de rango**: las expectativas deben estar representadas en la estructura en términos de criterios y expectativas.

Forma en que se establecen las prioridades

- **Comparaciones pareadas**: lo esencial consiste en comparar por parejas en cada nivel de prioridades. El decisor muestra su preferencia en base a la escala subyacente de nueve unidades del PAJ.
- **Escala de comparaciones pareadas para las preferencias en el PAJ**: esta escala consta de nueve posiciones, tal como se muestra a continuación:

**Tabla 6.** Escala fundamental de asignación de importancia comparativa entre parejas.

<b>Intensidad de Importancia</b>	<b>Definición</b>	<b>Descripción</b>
1	Igualmente importante	Dos actividades contribuyen igualmente al objetivo.
2	Entre igual y moderadamente importante	
3	Moderadamente importante	Experiencia y juicio ligeramente a favor de un elemento sobre otro.
4	Entre moderada y fuertemente importante	
5	Fuertemente importante	Experiencia y juicio fuertemente a favor de un elemento sobre otro.
6	Entre fuertemente y muy fuertemente importante	
7	Muy fuerte preferible	Un elemento es muy fuertemente favorable sobre otro; su dominio es demostrado en la práctica.
8	Entre muy fuerte preferible y extremadamente importante	
9	Extremadamente importante	La evidencia favorece a un elemento sobre otro, es el nivel más alto posible.
<b>Recíprocos</b>		Si el elemento <i>i</i> tienen uno de los números asignados arriba, cuando es comparado con el elemento <i>j</i> , luego <i>j</i> tiene el valor recíproco cuando se compara con <i>i</i> .

**Fuente:** Modificado. SAATY, Thomas. Decision making with the analytic hierarchy process. University of Pittsburgh. Int. J. Services Sciences, Vol. 1, No 1, 2008. p. 83.

### **Establecimiento de las prioridades**

Matriz de Comparaciones Pareadas en términos de la Meta Global: estas matrices se construyen siguiendo la lógica que imponen las formalizaciones matemáticas anteriormente desarrolladas y siguen la ruta trazada por el desarrollo de la jerarquía para el problema del caso planteado.

- Las prioridades de los cuatro parámetros en términos de la Meta global.

Esta matriz se llenó teniendo en cuenta el punto 2 de la encuesta y las respuestas aportadas por los expertos de la siguiente manera:

- Se le asignó un valor a cada una de los grupos, así:

**Tabla 7.** Valores de los grupos – Método PAJ o AHP.

<b>Determinantes</b>	4
<b>Limitantes</b>	2
<b>Complementarias</b>	1

**Fuente:** Autor

- Según el parámetro, la cantidad de variables y el grupo al que éstas pertenecen, se realizó la sumatoria de estos, así:

**Tabla 8.** Clasificación de los parámetros - muestreo de fondo.

<b>PARÁMETRO</b>	<b>VARIABLES DETERMINANTES</b>	<b>VARIABLES LIMITANTES</b>	<b>VARIABLES COMPLEMENTARIAS</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Operacional</b>	2	2	1	13
<b>Yacimiento</b>	2	2	1	13
<b>Fluidos</b>	1	3	1	11
<b>Logísticos</b>	3	1	1	15

**Fuente:** Autor

- Teniendo como referencia los valores de la columna “Total” de la Tabla 8, se procede a llenar la Matriz de Comparaciones Pareadas, con la ayuda de la tabla “Escala fundamental de asignación de importancia comparativa entre parejas”, para así darle peso a cada uno de los parámetros preestablecidos como importantes a la hora de seleccionar un pozo para muestreo de hidrocarburos, así:

**Tabla 9.** Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de los parámetros - Método PAJ o AHP.

	Operacional	Yacimiento	Fluidos	Logísticos
Operacional	1	1	2	1/2
Yacimiento	1	1	2	1/2
Fluidos	1/2	1/2	1	1/2
Logísticos	2	2	2	1

**Fuente:** Autor

- Las prioridades de las cinco variables que componen cada parámetro.

Cada una de las matrices a continuación expuestas, se llenaron teniendo en cuenta el punto 1 de la encuesta, a partir del estudio anteriormente expuesto de análisis de frecuencias y medidas de variabilidad, de la siguiente manera:

- Las prioridades de las cinco variables en términos del parámetro “operacional”.

**Tabla 10.** Importancia de las variables del parámetro “Operacional”.

BHP	CAUDAL	GOR	WOR	ESTABILIDAD
1	4	2	5	1

**Fuente:** Autor

**Tabla 11.** Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Operacional” - Método PAJ o AHP.

	BHP	Caudal	GOR	WOR	Estabilidad
BHP	1	4	2	5	1
Caudal	1/4	1	1/2	2	1/4
GOR	1/2	3	1	4	1/2
WOR	1/5	1/4	1/3	1	1/5
Estabilidad	1	4	2	5	1

**Fuente:** Autor

- Las prioridades de las cinco variables en términos del parámetro “yacimiento”.

**Tabla 12.** Importancia de las variables del parámetro “Yacimiento”.

DISTANCIA AL WOC	ESPESOR ARENA	AREA DE DRENAJE	DATOS PETROFÍSICOS	NÚMERO DE ZONAS
1	3	3	2	1

**Fuente:** Autor

**Tabla 13.** Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Yacimiento” - Método PAJ o AHP.

	WOC	Espesor A.	A. drenaje	Petrofísica	# de Zonas
WOC	1	3	3	2	1
Espesor A.	1/3	1	1	1/2	1/3
A. drenaje	1/3	1	1	1/2	1/3
Petrofísica	1/2	2	2	1	1/2
# de Zonas	1	3	3	2	1

**Fuente:** Autor

- Las prioridades de las cinco variables en términos del parámetro “fluidos”.

**Tabla 14.** Importancia de las variables del parámetro “Fluidos”.

PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS	PRECIPITACIÓN DE INORGÁNICOS	API	VISCOSIDAD	NIVEL DE ACEITE
2	3	5	3	1

**Fuente:** Autor

**Tabla 15.** Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Fluidos” - Método PAJ o AHP.

	Precip. Org.	Precip. Inorg.	API	Viscosidad	Nivel Aceite
Precip. Org.	1	2	4	2	1/2
Precip. Inorg.	1/2	1	3	1	1/3
API	1/4	1/3	1	1/3	1/5
Viscosidad	1/2	1	3	1	1/3
Nivel Aceite	2	3	5	3	1

**Fuente:** Autor

- Las prioridades de las cinco variables en términos del parámetro “logísticos”.

**Tabla 16.** Importancia de las variables del parámetro “Logísticos”.

ACCESO A LA ZONA	SLA	ESTADO MECÁNICO	ESTIMULACIONES PREVIAS	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN
1	1	1	5	2

**Fuente:** Autor

**Tabla 17.** Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Logísticos” - Método PAJ o AHP.

	Acceso a zona	SLA	Estado. Mec	Estimulac.	Hist. de Prod.
Acceso a zona	1	1	1	5	2
SLA	1	1	1	5	2
Estado Mec.	1	1	1	5	2
Estimulac.	1/5	1/5	1/5	1	1/3
Hist. de Prod.	1/2	1/2	1/2	4	1

**Fuente:** Autor

**3. Síntesis de juicios:** cálculo de las prioridades de cada uno de los elementos que se comparan.

- Sumar los valores de cada columna en la MCP.
- Dividir cada elemento de la MCP entre el total de su columna, creando así una matriz resultante denominada Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada (MCPN).
- Calcular el promedio de los elementos de cada fila de la MCPN, los cuales proporcionan una estimación de las prioridades relativas de los elementos que se comparan.

A continuación se presenta de forma ordenada cada uno de los pasos que se debe hacer en la síntesis de juicios, para cada uno de los cuatro parámetros previamente establecidos y para cada una de sus variables:

**Tabla 18.** Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de los parámetros - Método PAJ o AHP.

	Operacional	Yacimiento	Fluidos	Logísticos
Operacional	1	1	2	1/2
Yacimiento	1	1	2	1/2
Fluidos	1/2	1/2	1	1/2
Logísticos	2	2	2	1
Σ	4.5	4.5	7	2.5

	Operacional	Yacimiento	Fluidos	Logísticos	Promedio	Peso relativo (%)
Operacional	0.222	0.222	0.286	0.2	0.2325	<b>23.25</b>
Yacimiento	0.222	0.222	0.286	0.2	0.2325	<b>23.25</b>
Fluidos	0.111	0.111	0.143	0.2	0.1413	<b>14.13</b>
Logísticos	0.444	0.444	0.286	0.4	0.3937	<b>39.37</b>
Σ	1	1	1	1	1	100

**Fuente:** Autor

Se observa que se han identificado los parámetros logísticos como el de mayor prioridad (39.37%) o más importante en la decisión sobre la selección de pozos para la realización de un muestreo de hidrocarburos. Le siguen en importancia los parámetros operacional y de yacimiento, ambos con la misma prioridad (23.25%). Los parámetros de fluidos, en comparación con los demás, son los menos importantes en peso (14.13%), pero se sabe que afectan en gran medida la toma de la muestra de fluido.

**Tabla 19.** Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Operacional” – Método PAJ o AHP.

	<b>Pwf</b>	<b>Caudal</b>	<b>GOR</b>	<b>WOR</b>	<b>Estabilidad</b>
<b>Pwf</b>	1	4	2	5	1
<b>Caudal</b>	1/4	1	1/2	2	1/4
<b>GOR</b>	1/2	3	1	4	1/2
<b>WOR</b>	1/5	1/4	1/3	1	1/5
<b>Estabilidad</b>	1	4	2	5	1
$\Sigma$	2.95	12.25	5.833	17	2.95

	<b>Pwf</b>	<b>Caudal</b>	<b>GOR</b>	<b>WOR</b>	<b>Estabilidad</b>	<b>Promedio</b>	<b>Peso relativo*</b>	<b>Peso relativo (%)</b>
<b>Pwf</b>	0.339	0.327	0.343	0.294	0.339	0.328	<b>32.83</b>	<b>7.63</b>
<b>Caudal</b>	0.085	0.082	0.086	0.118	0.085	0.091	<b>9.09</b>	<b>2.11</b>
<b>GOR</b>	0.169	0.245	0.171	0.235	0.169	0.198	<b>19.81</b>	<b>4.61</b>
<b>WOR</b>	0.068	0.020	0.057	0.059	0.068	0.054	<b>5.44</b>	<b>1.26</b>
<b>Estabilidad</b>	0.339	0.327	0.343	0.294	0.339	0.328	<b>32.83</b>	<b>7.63</b>
$\Sigma$	1	1	1	1	1	1	100	23.25

Fuente: Autor

Se obtiene una síntesis que proporciona las probabilidades relativas de las cinco variables respecto al parámetro “operacional”. Se puede apreciar que considerando este parámetro, las variables preferidas son la presión de fondo y la estabilidad de la producción, ambas con un peso relativo de 7.63% respecto al 23.25% que tiene de prioridad el parámetro, seguido de el GOR con un peso relativo de 4.61%, el caudal de producción con 2.11% y el WOR con 1.26%.

**Tabla 20.** Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Yacimiento” - Método PAJ o AHP.

	WOC	Espesor A.	A. drenaje	Petrofísica	# de Zonas
WOC	1	3	3	2	1
Espesor A.	1/3	1	1	1/2	1/3
A. drenaje	1/3	1	1	1/2	1/3
Petrofísica	1/2	2	2	1	1/2
# de Zonas	1	3	3	2	1
Σ	3.167	10	10	6	3.167

	WOC	Espesor A.	A. drenaje	Petrofísica	# de Zonas	Promedio	Peso relativo*	Peso relativo (%)
WOC	0.316	0.3	0.3	0.333	0.316	0.313	<b>31.30</b>	<b>7.28</b>
Espesor A.	0.105	0.1	0.1	0.083	0.105	0.099	<b>9.88</b>	<b>2.30</b>
A. drenaje	0.105	0.1	0.1	0.083	0.105	0.099	<b>9.88</b>	<b>2.30</b>
Petrofísica	0.158	0.2	0.2	0.167	0.158	0.176	<b>17.65</b>	<b>4.10</b>
# de Zonas	0.316	0.3	0.3	0.333	0.316	0.313	<b>31.30</b>	<b>7.28</b>
Σ	1	1	1	1	1	1	100	23.25

Fuente: Autor

Se obtiene una síntesis que proporciona las probabilidades relativas de las cinco variables respecto al parámetro “yacimiento”. Se puede apreciar que considerando este parámetro, las variables preferidas son la distancia al WOC y el número de zonas perforadas, ambas con un peso relativo de 7.28% respecto al 23.25% que tiene de prioridad el parámetro, seguido de la data petrofísica con un peso relativo de 4.1%, el área de drenaje y el espesor de la arena, ambos con 2.3%.

**Tabla 21.** Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Fluidos” - Método PAJ o AHP.

	Precip. Org.	Precip. Inorg.	API	Viscosidad	Nivel aceite
Precip. Org.	1	2	4	2	1/2
Precip. Inorg.	1/2	1	3	1	1/3
API	1/4	1/3	1	1/3	1/5
Viscosidad	1/2	1	3	1	1/3
Nivel aceite	2	3	5	3	1
Σ	4.25	7.333	16	7.333	2.367

	Precip. Org.	Precip. Inorg.	API	Viscosidad	Nivel aceite	Promedio	Peso relativo*	Peso relativo (%)
Precip. Org.	0.235	0.3	0.3	0.273	0.211	0.248	<b>24.84</b>	<b>3.51</b>
Precip. Inorg.	0.118	0.1	0.2	0.136	0.141	0.144	<b>14.37</b>	<b>2.03</b>
API	0.059	0.0	0.1	0.045	0.085	0.059	<b>5.93</b>	<b>0.84</b>
Viscosidad	0.118	0.1	0.2	0.136	0.141	0.144	<b>14.37</b>	<b>2.03</b>
Nivel aceite	0.471	0.4	0.3	0.409	0.423	0.405	<b>40.48</b>	<b>5.72</b>
Σ	1	1	1	1	1	1	100	14.13

Fuente: Autor

Se obtiene una síntesis que proporciona las probabilidades relativas de las cinco variables respecto al parámetro “fluidos”. Se puede apreciar que considerando este parámetro, la variable preferida es el nivel de aceite en el pozo, con un peso relativo de 5.72% respecto al 14.13% que tiene de prioridad el parámetro, seguido de la precipitación de orgánicos con 3.51%, la precipitación de inorgánicos y viscosidad, ambos con 2.03% y el API con 0.84%.

\* Denota que el peso relativo encontrado está sobre una base de 100% que debe ser convertido a la base del peso relativo de cada parámetro.

**Tabla 22.** Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Logísticos” - Método PAJ o AHP.

	Acceso a zona	SLA	Estado Mec	Estimulac	Hist Prod
Acceso a zona	1	1	1	5	2
SLA	1	1	1	5	2
Estado Mec	1	1	1	5	2
Estimulac	1/5	1/5	1/5	1	1/3
Hist Prod	1/2	1/2	1/2	4	1
Σ	3.7	3.7	3.70	20	7.333

	Acceso a zona	SLA	Estado Mec.	Estimulac.	Hist. de Prod.	Promedio	Peso relativo*	Peso relativo (%)
Acceso a zona	0.270	0.270	0.270	0.250	0.273	0.267	<b>26.67</b>	<b>10.50</b>
SLA	0.270	0.270	0.270	0.250	0.273	0.267	<b>26.67</b>	<b>10.50</b>
Estado Mec.	0.270	0.270	0.270	0.250	0.273	0.267	<b>26.67</b>	<b>10.50</b>
Estimulac.	0.054	0.054	0.054	0.050	0.045	0.052	<b>5.15</b>	<b>2.03</b>
Hist. De Prod.	0.135	0.135	0.135	0.200	0.136	0.148	<b>14.84</b>	<b>5.84</b>
Σ	1	1	1	1	1	1	100	39.37

Fuente: Autor

Se obtiene una síntesis que proporciona las probabilidades relativas de las cinco variables respecto al parámetro “logístico”. Se puede apreciar que considerando este parámetro, las variables preferidas son el acceso a la zona, el tipo de sistema de levantamiento y el estado mecánico del pozo, la tres con un peso relativo de 10.5% respecto al 39.37% que tiene de prioridad el parámetro, seguido de el historial de producción con 5.84% y finalmente por las estimulaciones previas con 2.03%.

Una vez que se han realizado todas las comparaciones previstas por el desarrollo de la jerarquía, se pasa a la verificación de la posible existencia de consistencia entre los juicios expresados.

- 4. Consistencia de juicios:** en las comparaciones pareadas se calcula la Relación de Consistencia (RC), considerándose que si: sus valores exceden de **0.10** los juicios son inconsistentes, pero si son iguales o inferiores a esta cifra, muestran un nivel razonable de consistencia.

Las secuencias necesarias para estimar la RC son:

- a. Dividir los elementos del vector de suma ponderada entre el correspondiente valor de prioridad.
  - b. Evaluar el promedio de los valores que se determinaron en el paso anterior.
  - c. Calcular el Índice de Consistencia (IC)
  - d. Determinar la RC.
- Multiplicar cada valor de la primera columna de la MCP por la prioridad relativa del primer elemento que se considera y así sucesivamente. Se deben sumar los valores sobre las filas para obtener un vector de valores, denominado Suma Ponderada.

Para los cuatro parámetros en términos de la Meta Global se tiene:

1	2	3	4	Suma ponderada				
0.2325	+	0.2325	+	0.2825	+	0.1968	=	0.944
0.2325	+	0.2325	+	0.2825	+	0.1968	=	0.944
0.1163	+	0.1163	+	0.1413	+	0.1968	=	0.571
0.4651	+	0.4651	+	0.2825	+	0.3937	=	1.606

**Fuente:** Autor

- Dividir los elementos del vector de suma ponderada entre el correspondiente valor de prioridad.

Suma ponderada		Peso relativo	=	
0.944	/	0.2325	=	4.0614
0.944	/	0.2325	=	4.0614
0.571	/	0.1413	=	4.0393
1.606	/	0.3937	=	4.0806

Fuente: Autor

- Evaluar el promedio de los valores que se determinaron en el paso anterior, el cual se denota como  $\lambda_{max}$

	4.0614
	4.0614
	4.0393
	4.0806
$\lambda_{max}$	<b>4.0607</b>

Fuente: Autor

- Calcular el Índice de Consistencia (IC):

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{4.0607 - 4}{4 - 1} = 0.02024$$

- Determinar la Relación de Consistencia (RC):

$$RC = \frac{IC}{IA}$$

Donde IA es el Índice Aleatorio de una Matriz de Comparaciones Pareadas, generada, como su nombre sugiere, de forma aleatoria. Tomando como base a Frías<sup>40</sup> (2008), el IA depende del número de elementos que se comparan (n) y asume los siguientes valores:

---

<sup>40</sup> FRÍAS. Op. cit.

<b>n</b>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>IA</b>	0	0	0.58	0.9	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45	1.49

**Fuente:** Adaptación, FRÍAS, Roberto, Herramientas de Apoyo a la Solución de Problemas no Estructurados en Empresas Turísticas (HASPNET).

En el presente caso, teniendo en cuenta que  $n = 4$  por ende  $IA = 0.9$ , luego de esto se procede a calcular el valor de RC, así:

$$RC = \frac{0.02024}{0.9} = 0.0225$$

En este caso el grado o relación de consistencia dio adecuado (0.0225) al ser menor que 0.10, así que, se puede concluir que los valores determinados de importancia o peso, que cada uno de los cuatro parámetros necesarios a tener en cuenta para realizar la selección del o los pozos para un posterior muestreo, son admisibles.

Ahora se procede a determinar la consistencia de los juicios dados para las prioridades de los cinco criterios en términos de cada parámetro.

Empezando con los **parámetros operacionales** se tiene:

1	+	2	+	3	+	4	+	5
0.0763	+	0.0845	+	0.0921	+	0.0632	+	0.0763
0.0191	+	0.0211	+	0.0230	+	0.0253	+	0.0191
0.0382	+	0.0634	+	0.0461	+	0.0506	+	0.0382
0.0153	+	0.0053	+	0.0154	+	0.0126	+	0.0153
0.0763	+	0.0845	+	0.0921	+	0.0632	+	0.0763

Suma ponderada	/	Peso relativo	=	
0.393	/	0.0763	=	5.1429
0.108	/	0.0211	=	5.0925
0.236	/	0.0461	=	5.1316
0.064	/	0.0126	=	5.0461
0.393	/	0.0763	=	5.1429
		<b><math>\lambda_{max}</math></b>	=	<b>5.1112</b>

- Calcular el Índice de Consistencia (IC):

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{5.1112 - 5}{5 - 1} = 0.02780$$

- Determinar la Relación de Consistencia (RC):

$$RC = \frac{IC}{IA} = \frac{0.02780}{1.12} = 0.0248$$

Siguiendo con los **parámetros de yacimiento** se tiene:

1	+	2	+	3	+	4	+	5
0.0728	+	0.0689	+	0.0689	+	0.0821	+	0.0728
0.0243	+	0.0230	+	0.0230	+	0.0205	+	0.0243
0.0243	+	0.0230	+	0.0230	+	0.0205	+	0.0243
0.0364	+	0.0459	+	0.0459	+	0.0410	+	0.0364
0.0728	+	0.0689	+	0.0689	+	0.0821	+	0.0728

Suma ponderada		Peso relativo		
0.365	/	0.0728	=	5.0213
0.115	/	0.0230	=	5.0059
0.115	/	0.0230	=	5.0059
0.206	/	0.0410	=	5.0119
0.365	/	0.0728	=	5.0213
		<b><math>\lambda_{max}</math></b>	=	<b>5.0133</b>

- Calcular el Índice de Consistencia (IC):

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{5.0133 - 5}{5 - 1} = 0.0033$$

- Determinar la Relación de Consistencia (RC):

$$RC = \frac{IC}{IA} = \frac{0.0033}{1.12} = 0.0029$$

Continuando con los **parámetros de fluidos** se tiene:

1	+	2	+	3	+	4	+	5
0.0351	+	0.0406	+	0.0335	+	0.0406	+	0.0364
0.0175	+	0.0203	+	0.0252	+	0.0203	+	0.0243
0.0088	+	0.0068	+	0.0084	+	0.0068	+	0.0146
0.0175	+	0.0203	+	0.0252	+	0.0203	+	0.0243
0.0702	+	0.0609	+	0.0419	+	0.0609	+	0.0728

Suma ponderada	/	Peso relativo	=	
0.186	/	0.0351	=	5.3074
0.108	/	0.0203	=	5.2974
0.045	/	0.0084	=	5.3973
0.108	/	0.0203	=	5.2974
0.307	/	0.0572	=	5.3642
		<b><math>\lambda_{max}</math></b>	=	<b>5.3327</b>

- Calcular el Índice de Consistencia (IC):

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{5.3327 - 5}{5 - 1} = 0.0832$$

- Determinar la Relación de Consistencia (RC):

$$RC = \frac{IC}{IA} = \frac{0.0832}{1.12} = 0.0743$$

Y finalmente con los **parámetros logísticos** se tiene:

1	+	2	+	3	+	4	+	5
0.1050	+	0.1050	+	0.1050	+	0.1014	+	0.1168
0.1050	+	0.1050	+	0.1050	+	0.1014	+	0.1168
0.1050	+	0.1050	+	0.1050	+	0.1014	+	0.1168
0.0210	+	0.0210	+	0.0210	+	0.0203	+	0.0195
0.0525	+	0.0525	+	0.0525	+	0.0811	+	0.0584

Suma ponderada		Peso relativo		
0.533	/	0.1050	=	5.0784
0.533	/	0.1050	=	5.0784
0.533	/	0.1050	=	5.0784
0.103	/	0.0203	=	5.0656
0.297	/	0.0584	=	5.0859
		<b><math>\lambda_{max}</math></b>	=	<b>5.0773</b>

- Calcular el Índice de Consistencia (IC):

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} = \frac{5.0773 - 5}{5 - 1} = 0.0193$$

- Determinar la Relación de Consistencia (RC):

$$RC = \frac{IC}{IA} = \frac{0.0193}{1.12} = 0.0173$$

En este caso el grado o relación de consistencia dio adecuado en todos los casos (0.0248, 0.0029, 0.0743 y 0.0173) al ser menor que 0.10, así que, se puede concluir, como anteriormente se dijo, que los valores determinados de importancia o peso, que cada uno de las cinco variables de cada parámetro necesarias a tener en cuenta para realizar la selección del o los pozos para un posterior muestreo, son admisibles.

Ahora se procede a determinar los valores en los cuales estarán definidas las diferentes variables como determinantes, limitantes y complementarias; para esto se utiliza el mismo procedimiento para hallar primero el peso que cada uno de estos grupos tiene, y luego determinar la relación respecto a uno de los grupos, en este caso del grupo “determinante”, el procedimiento se detalla a continuación:

**Tabla 23.** Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de los grupos - Método PAJ o AHP.

	Determinantes	Limitantes	Complementarias
Determinantes	1	2	4
Limitantes	1/2	1	3
Complementarias	1/4	1/3	1
Σ	1.75	3.333	8

	Determinantes	Limitantes	Complementarias	Promedio	Peso relativo (%)	Comparación
Determinantes	0.571	0.600	0.500	0.5571	55.71	1.00
Limitantes	0.286	0.300	0.375	0.3202	32.02	1.74
Complementarias	0.143	0.100	0.125	0.1226	12.26	4.54
Σ	1	1	1	1	100	Respecto a las D

1	2	3	Suma ponderada			
0.557	+	0.640	+	0.490	=	1.688
0.279	+	0.320	+	0.368	=	0.967
0.139	+	0.107	+	0.123	=	0.369

Suma ponderada	Peso relativa	
1.688	/	0.5571 = 3.0299
0.967	/	0.3202 = 3.0186
0.369	/	0.1226 = 3.0065
		<b>λmax</b> = 3.0183

<b>IC</b>	=	0.0092
<b>RC</b>	=	0.0158

Fuente: Autor

Con este procedimiento se obtiene una síntesis que proporciona los pesos relativos de los tres grupos en los cuales se deben clasificar cada una de las variables que componen cada parámetro. Se puede apreciar que el grupo “determinantes” es la de mayor peso (55.71%) y es donde se clasificarán las variables que tienen una mayor influencia sobre las demás variable, seguido del grupo “limitantes” con un peso de 32.02% en donde se clasificarán las variables que delimitan eficiencia y finalmente el grupo “complementarias” con un peso de 12.26% en donde estarán las variables que permiten mejorar las condiciones a la hora de muestrear.

En este caso el grado o relación de consistencia dio adecuado (0.0158) al ser menor que 0.10, así que, se puede deducir, como ya se dijo, que los valores determinados de importancia o peso, que cada uno de los tres grupos son válidos.

Teniendo en cuenta el peso de cada una de las variables, determinados anteriormente, y de cada uno de los grupos se procedió a clasificar cada una de estas variables en su grupo correspondiente, esto se hizo por medio de una relación entre el peso de cada una de las variables respecto al grupo de mayor peso, en este caso el grupo determinante, y con la ayuda de las siguientes premisas, así:

- Las variables determinantes y limitantes tienen una relación de 1:1.74
- Las variables determinantes y complementarias tienen una relación de 1:4.54

Así que, si a la hora de relacionar el peso de cada variable de cada parámetro, respecto a la variable de mayor peso de ese mismo parámetro, el resultado esta entre [1,1.74), la variable se clasificará como determinante, si está entre [1.74, 4.54] esta se clasificará como limitante y finalmente si esta relación es mayor a 4.54 se clasificará como complementaria; para una mejor comprensión

a continuación se presenta la tabla de los rangos de clasificación de los grupos.

**Tabla 24.** Rangos de clasificación de los grupos.

GRUPO	RANGO	
Determinante	1.00	1.74
Limitante	1.74	4.54
Complementaria	> 4.54	

**Fuente:** Autor

De esta manera se procede a clasificar cada una de las variables de cada parámetro en su respectivo grupo, para mayor simplicidad, anteriormente se organizaron las variables de mayor a menor peso:

- **Parámetros operacionales**

**Tabla 25.** Tabla de distribución de las variables operacionales en los grupos.

Variable	Peso relativo	Relación	Grupo
Presión de fondo	7.63	1.00	Determinante
Estabilidad de la producción	7.63	1.00	
GOR	4.61	1.66	
Caudal de producción	2.11	3.61	Limitante
WOR	1.26	6.04	Complementaria

**Fuente:** Autor

- **Parámetros de yacimiento**

**Tabla 26.** Tabla de distribución de las variables de yacimiento en los grupos.

Variable	Peso relativo	Relación	Grupo
Distancia al WOC	7.28	1.00	Determinante
Número de zonas perforadas	7.28	1.00	
Información petrofísica	4.10	1.77	Limitante
Espesor de la arena	2.30	3.17	
Área de drenaje	2.30	3.17	

**Fuente:** Autor

- **Parámetros de fluidos**

**Tabla 27.** Tabla de distribución de las variables de fluido en los grupos.

Variable	Peso relativo	Relación	Grupo
Nivel de aceite en pozo	5.72	1.00	<b>Determinante</b>
Precipitación de orgánicos	3.51	1.63	
Precipitación de inorgánicos	2.03	2.82	<b>Limitante</b>
Viscosidad	2.03	2.82	
API	0.84	6.82	<b>Complementaria</b>

**Fuente:** Autor

- **Parámetros logísticos**

**Tabla 28.** Tabla de distribución de las variables logísticas en los grupos.

Variable	Peso relativo	Relación	Grupo
Acceso a la zona	10.50	1.00	<b>Determinante</b>
Tipo de sistema de levantamiento	10.50	1.00	
Estado mecánico del pozo	10.50	1.00	
Historial de producción	5.84	1.80	<b>Limitante</b>
Estimulaciones previas	2.03	5.18	<b>Complementaria</b>

**Fuente:** Autor

### 3.1.6.2 MUESTREO DE SUPERFICIE.

El proceso que se realizó para seleccionar las variables que son necesarias para este tipo de muestreo fue similar al desarrollado con el muestreo de fondo, pero se añadió un paso más a su metodología, se trató la técnica Delphi que se encarga de someter al grupo de expertos a votación con el fin de seleccionar aquellas variables que sean estrictamente necesarias, eliminando las variables que no aportan en gran medida a la selección del pozo apto para muestreo y a su vez opción de tener variables complementarias.

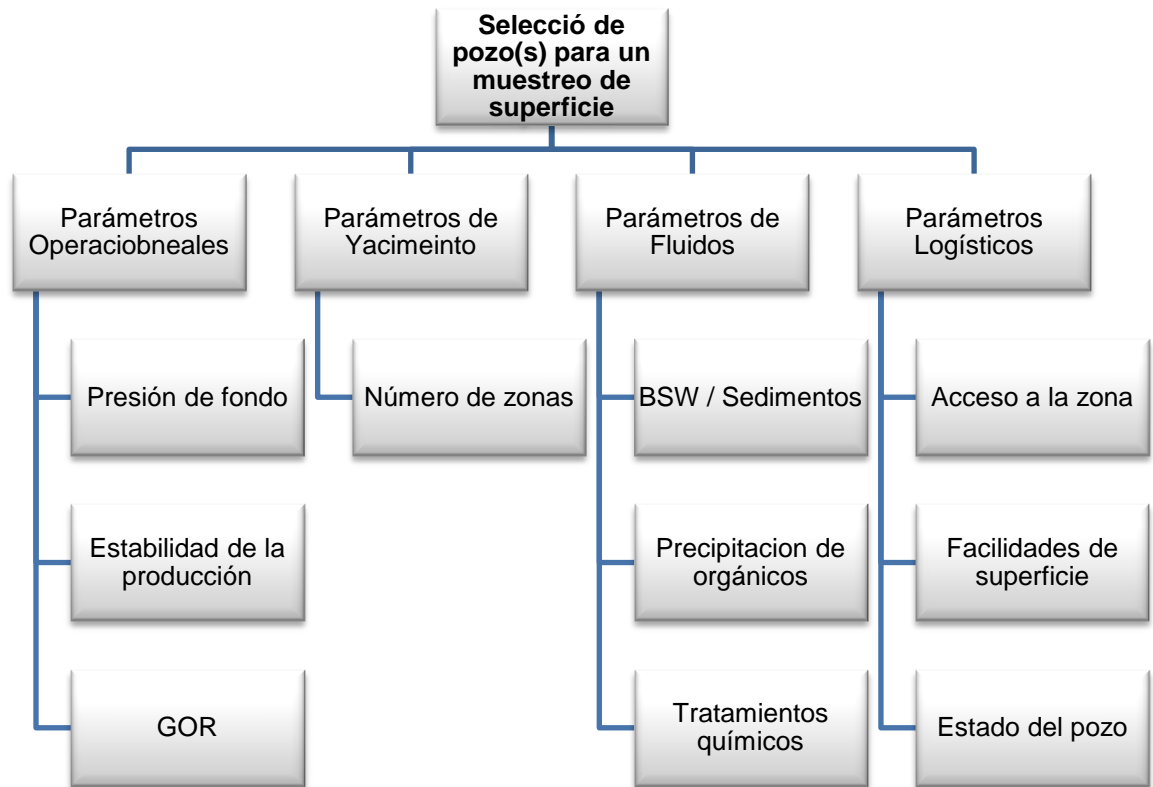
Concluyendo así que era necesario tener en cuenta solamente diez (10) variables, distribuidas en cuatro parámetros, de igual manera que en el muestreo de fondo, en la cual, el parámetro operacional estaría constituido por tres (3) variables

(Presión de fondo, estabilidad de la producción y GOR), el parámetro de yacimiento esta compuesto de una (1) variable (Número de zonas perforadas), el parámetro de fluidos tiene tres (3) variables (Precipitación de orgánicos, BSW/Sedimentos y tratamientos químicos) y finalmente el parámetro logístico que consta de tres (3) variables (Acceso a la zona, facilidades de superficie y estado del pozo).

A continuación se describe el procedimiento para darle peso a los parámetros, variables, a la vez que se implementa el método, de acuerdo a la necesidad de ponderar cada una de estas.

1. Elaborar una representación gráfica del problema, en términos de meta global, criterios y alternativas.

**Figura 21.** Parámetros y variables para selección de pozos a muestrear en superficie.



**Fuente:** Autor

## 2. Establecimiento de prioridades:

- Las prioridades de los cuatro parámetros en términos de la Meta global.
  - a. Se le asignó un valor a cada una de los grupos, así:

**Tabla 29.** Valores de los grupos – Método PAJ o AHP.

<b>Determinantes</b>	2
<b>Limitantes</b>	1

**Fuente:** Autor

- b. Según el parámetro, la cantidad de variables y el grupo al que éstas pertenecen, se realizó la sumatoria de estos, así:

**Tabla 30.** Clasificación de los parámetros - muestreo de superficie.

<b>PARÁMETRO</b>	<b>VARIABLES DETERMINANTES</b>	<b>VARIABLES LIMITANTES</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Operacional</b>	2	1	5
<b>Yacimiento</b>	0	1	1
<b>Fluidos</b>	2	1	5
<b>Logísticos</b>	2	1	5

**Fuente:** Autor

- c. Teniendo como referencia los valores de la columna “Total” de la Tabla 30, se procede a llenar la Matriz de Comparaciones Pareadas, con la ayuda de la tabla “Escala fundamental de asignación de importancia comparativa entre parejas”, para así darle peso a cada uno de los parámetros preestablecidos como importantes a la hora de seleccionar un pozo para muestreo de hidrocarburos, así:

**Tabla 31.** Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de los parámetros - Método PAJ o AHP.

	Operacional	Yacimiento	Fluidos	Logísticos
Operacional	1	2	1	1
Yacimiento	1/2	1	1/2	1/2
Fluidos	1	2	1	1
Logísticos	1	2	1	1

**Fuente:** Autor

- Las prioridades de las variables que componen cada parámetro.
- Las prioridades de las tres variables en términos del parámetro “operacional”.

**Tabla 32.** Importancia de las variables del parámetro “Operacional”.

BHP	CAUDAL DE PRODUCCIÓN	GOR
2	1	1

**Fuente:** Autor

**Tabla 33.** Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Operacional” - Método PAJ o AHP.

	BHP	Caudal	GOR
BHP	1	1/2	1/2
Caudal	2	1	1
GOR	2	1	1

**Fuente:** Autor

- La implementación del método para la variable del parámetro yacimiento en este caso se omite, ya que, sólo existe una única variable contemplada, su valor será estimado y asignado del peso que sea considerado para el parámetro de yacimiento.
- Las prioridades de las tres variables en términos del parámetro “fluidos”.

**Tabla 34.** : Importancia de las variables del parámetro “Fluidos”.

PRECIPITADOS ORGANICOS	BSW/SEDIMENTOS	TRATAMIENTOS QUÍMICOS.
2	1	1

Fuente: Autor

**Tabla 35.** Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Fluidos” - Método PAJ o AHP.

	Precip. Org.	BSW/Sedimentos	Trat. Químicos.
Precip. Org.	1	1/2	1/2
BSW/Sedimentos	2	1	1
Trat. Químicos.	2	1	1

Fuente: Autor

- Las prioridades de las tres variables en términos del parámetro “logísticos”.

**Tabla 36.** Importancia de las variables del parámetro “Logísticos”

ACCESO A LA ZONA	ESTADO DEL POZO	FACILIDADES DE SUPERFICIE
1	2	2

Fuente: Autor

**Tabla 37.** Matriz de Comparaciones Pareadas - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Logísticos” - Método PAJ o AHP.

	Acceso a zona	Estado Pozo	Facilidades
Acceso a zona	1	2	2
Estado Pozo	1/2	1	1
Facilidades	1/2	1	1

Fuente: Autor

### 3. Síntesis de juicios:

Para los cuatro parámetros en términos de la Meta Global se tiene:

**Tabla 38.** Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de los parámetros - Método PAJ o AHP.

	Operacional	Yacimiento	Fluidos	Logísticos
Operacional	1	2	1	1
Yacimiento	1/2	1	1/2	1/2
Fluidos	1	2	1	1
Logísticos	1	2	1	1
$\Sigma$	3.5	7	3.5	3.5

	Operacional	Yacimiento	Fluidos	Logísticos	Peso relativo (%)
Operacional	0.3	0.3	0.3	0.3	<b>28.57</b>
Yacimiento	0.1	0.1	0.1	0.1	<b>14.29</b>
Fluidos	0.3	0.3	0.3	0.3	<b>28.57</b>
Logísticos	0.3	0.3	0.3	0.3	<b>28.57</b>
$\Sigma$	1	1	1	1	100

**Fuente:** Autor

Se observa que se han identificado los parámetros de yacimiento como el de menor prioridad (14.29%), cabe resaltar que por ser los de menor prioridad no quiere decir que no afectan en gran medida la toma de la muestra de fluido, al contrario ya que este parámetro me define si tengo fluido de una sola zona en separador o si la producción es debido a la combinación de dos o más arenas productoras, a su vez este valor será tomado como el peso de la variable que lo compone; se catalogaron el resto de los parámetros como los de mayor importancia teniendo cada uno un peso de 28.57%.

Prioridades de las tres variables en términos del parámetro “operacional”.

**Tabla 39.** Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Operacional” – Método PAJ o AHP.

	BHP	Caudal	GOR
BHP	1	1/2	1/2
Caudal	2	1	1
GOR	2	1	1
$\Sigma$	5	2.5	2.5

	BHP	Caudal	GOR	Promedio	Peso relativo*	Peso relativo (%)
BHP	0.2	0.2	0.2	0.2	20	5.71
Caudal	0.4	0.4	0.4	0.4	40	11.43
GOR	0.4	0.4	0.4	0.4	40	11.43
Σ	1	1	1	1	100	28.57

Fuente: Autor

Se obtiene una síntesis que proporciona las probabilidades relativas de las tres variables respecto al parámetro “operacional”. Se puede apreciar que considerando este parámetro, las variables preferidas son el caudal y el GOR, ambas con un peso relativo de 11.43% respecto al 28.57% que tiene de prioridad el parámetro y seguido de la presión de fondo con un peso relativo de 5.71%

Consecutivamente se tiene el valor del peso de la variable del parámetro yacimiento que como se expresó anteriormente, tendrá el peso que tiene el parámetro respecto a la meta global, en este caso 14.29%.

Prioridades de las tres variables en términos del parámetro “fluidos”.

**Tabla 40.** Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Fluidos” - Método PAJ o AHP.

	Precip. Org.	BSW/Sedimentos	Trat. Químicos
Precip. Org.	1	1/2	1/2
BSW/Sedimentos	2	1	1
Trat. Químicos	2	1	1
Σ	5	2.5	2.5

	Precip. Org.	BSW/Sedimentos	Trat. Químicos.	Promedio
Precip. Org.	0.2	0.2	0.2	0.2
BSW/Sedimentos	0.4	0.4	0.4	0.4
Trat. Químicos	0.4	0.4	0.4	0.4
Σ	1	1	1	1

	Peso relativo*	Peso relativo (%)
Precip. Org.	20	5.71
BSW/Sedimentos	40	11.43
Trat. Químicos	40	11.43
$\Sigma$	100	28.57

Fuente: Autor

Se obtiene una síntesis que proporciona las probabilidades relativas de las tres variables respecto al parámetro “fluidos”. Se puede apreciar que considerando este parámetro, las variables preferidas son los Tratamientos químicos y el BSW y Sedimentos, ambas con un peso relativo de 11.43% respecto al 28.57% que tiene de prioridad el parámetro, seguido de la precipitación de orgánicos con 5.71%.

Prioridades de las tres variables en términos del parámetro “logísticos”.

**Tabla 41.** Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada - Prioridades de las variables en términos del parámetro “Logísticos” - Método PAJ o AHP.

	Acceso a zona	Estado Pozo	Facilidades
Acceso a zona	1	2	2
Estado Pozo	1/2	1	1
Facilidades	1/2	1	1
$\Sigma$	2	4	4

	Acceso a zona	SLA	Estado Pozo	Promedio
Acceso a zona	0.5	0.5	0.500	0.500
Estado Pozo	0.3	0.3	0.250	0.250
Facilidades	0.3	0.3	0.250	0.250
$\Sigma$	1	1	1	1

	Peso relativo*	Peso relativo (%)
Acceso a zona	50.00	14.29
Estado del pozo	25.00	7.14
Facilidades	25.00	7.14
$\Sigma$	100	28.57

Fuente: Autor

Se obtiene una síntesis que proporciona las probabilidades relativas de las cuatro variables respecto al parámetro “logístico”. Se puede apreciar que considerando este parámetro, la variable preferida es el acceso a la zona con un peso relativo de 14.29% respecto al 28.57% que tiene de prioridad el parámetro, seguido del estado del pozo y las facilidades de superficie, ambas con 7.14%

#### 4. Consistencia de juicios:

Para los cuatro parámetros en términos de la Meta Global se tiene:

1		2		3		4		Suma ponderada
0.2857	+	0.2857	+	0.2857	+	0.2857	=	1.143
0.1429	+	0.1429	+	0.1429	+	0.1429	=	0.571
0.2857	+	0.2857	+	0.2857	+	0.2857	=	1.143
0.2857	+	0.2857	+	0.2857	+	0.2857	=	1.143

Suma ponderada		Peso relativo		
1.143	/	0.2857	=	4.00
0.571	/	0.1429	=	4.00
1.143	/	0.2857	=	4.00
1.143	/	0.2857	=	4.00
		<b><math>\lambda_{max}</math></b>	=	4.00

<b>IC</b>	=	0
<b>RC</b>	=	0

En este caso la consistencia dio perfecta “cero” (0), por lo cual es totalmente válida.

Ahora se procede a determinar la consistencia de los juicios dados para las prioridades de los criterios tres en términos de cada parámetro.

Empezando con los **parámetros operacionales** se tiene:

1		2		3		Suma ponderada
0.0571	+	0.0571	+	0.0571	=	0.171
0.1143	+	0.1143	+	0.1143	=	0.343
0.1143	+	0.1143	+	0.1143	=	0.343

Suma ponderada		Peso relativo		
0.171	/	0.0571	=	3.00
0.343	/	0.1143	=	3.00
0.343	/	0.1143	=	3.00
		<b><math>\lambda_{max}</math></b>	=	3.00

<b>IC</b>	=	0
<b>RC</b>	=	0

Siguiendo con los **parámetros de fluidos** se tiene:

1		2		3		Suma ponderada
0.0571	+	0.0571	+	0.0571	=	0.171
0.1143	+	0.1143	+	0.1143	=	0.343
0.1143	+	0.1143	+	0.1143	=	0.343

Suma ponderada		Peso relativo		
0.171	/	0.0571	=	3.00
0.343	/	0.1143	=	3.00
0.343	/	0.1143	=	3.00
		<b><math>\lambda_{max}</math></b>	=	3.00

<b>IC</b>	=	0
<b>RC</b>	=	0

Y finalmente con los **parámetros logísticos**:

1	2	3	Suma ponderada			
0.1429	+	0.1429	+	0.1429	=	0.429
0.0714	+	0.0714	+	0.0714	=	0.214
0.0714	+	0.0714	+	0.0714	=	0.214

Suma ponderada	Peso relativo	
0.429	/	0.1429 = 3.00
0.214	/	0.0714 = 3.00
0.214	/	0.0714 = 3.00
		<b>λmax</b> = 3.00

<b>IC</b>	=	0
<b>RC</b>	=	0

### 3.2 METODOLOGÍA DEL TAMAÑO DE LA MUESTRA.

Para el tamaño de la muestra se utiliza la ecuación expuesta en el capítulo 1 de la siguiente manera:

$$n = \frac{N * P * Q}{\left(\frac{e}{Z}\right)^2 * (N - 1) + P * Q}$$

Donde:

**n**: tamaño necesario de la muestra.

**N**: Tamaño de la población, para el caso de la investigación este valor será el número de pozos que tengan producción por cierta zona, pudiendo ser sólo por dicha zona o por más.

**P**: Probabilidad de que el evento ocurra, se asume que es 0.5.

**Q:** Probabilidad de que el evento no ocurra ( $Q = 1 - P$ ), por ser complementaria a P en este caso  $Q = P = 0.5$ .

**e:** Error de estimación o máximo error permisible, es escogido según el criterio del evaluador, para que sea aceptable este valor no debe exceder el 10%.

**Z:** Margen de confiabilidad, es función del error de estimación y se le da un valor según la tabla de distribución normal estándar (Tabla 42).

**Tabla 42.** Valores de Z respecto al nivel de error permisible.

<b>Valor de Z</b>	1.44	1.65	1.96	2.24	2.58
<b>Nivel de error permisible</b>	15%	10%	5%	2.5%	1%

**Fuente:** PÉREZ, César. Técnicas de muestreo estadístico: Teoría, práctica y aplicaciones informáticas. Madrid. Ed. Alfaomega. 1999.

Luego de esto para saber cuantos pozos por bloque hay que muestrear, según la arena a estudiar se utiliza la siguiente expresión:

$$n_i = n * \left( \frac{N^*}{N_i} \right)$$

Donde:

$n_i$ : Es el número de pozos a muestrear de cada bloque, según la arena.

$n$ : Número de pozos a muestrear totales del campo, según la arena.

$N^*$ : Número de pozos totales de cada bloque, según la arena.

$N_i$ : Número de pozos en el campo con producción por dicha arena.

Evidentemente al bloque con mayor número de pozos es el que más pozos hay que muestrear, y el bloque con el menor número de pozos es el que menos pozos

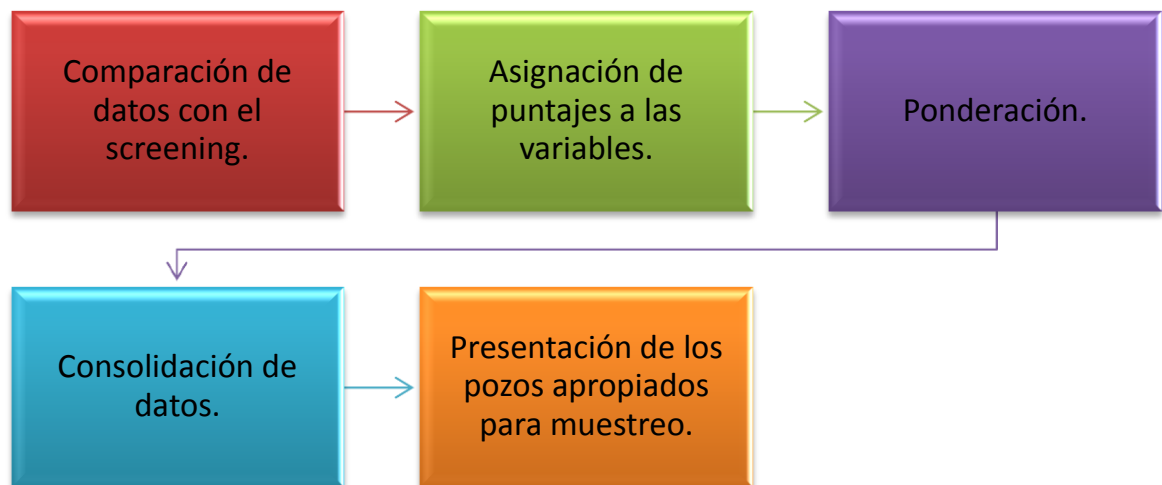
hay que muestrear, esto comúnmente se le conoce con el nombre de **afijación proporcional**.

Luego de esto, se procede a evaluar cada pozo según sus propiedades mediante la metodología de la selección que se describe a continuación, para saber cuáles son los pozos elegidos como aptos para un muestreo.

### 3.3 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN.

Tomando como punto de partida el screening presentado en el Capítulo 2, se expone la metodología desarrollada de una manera clara y ordenada (Figura 22), para la selección del o de los pozos apropiados para un muestreo de hidrocarburos.

**Figura 22.** Metodología de selección.



**Fuente:** Modificado. MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2007

Esta metodología, anteriormente expuesta por Muñoz y Torres<sup>41</sup> para la selección de sistemas de levantamiento artificial, es adaptada según las necesidades y condiciones que se tienen, esto con el fin de cumplir el objetivo principal que se formuló en éste proyecto.

Como primera medida se comparará cada uno de los datos aportados por los pozos con los rangos del screening del capítulo 2, de acuerdo al grado de concordancia entre éstos, se le asigna un puntaje a cada una de las veinte variables que se tienen como referencia de la siguiente manera.

**Tabla 43.** Valores numéricos de los rangos del screening.

RANGO	MALO	ACEPTABLE	BUENO
PUNTAJE	0	1	2

**Fuente:** Autor

Posteriormente se hace una ponderación a partir de la relación entre el puntaje obtenido, con el peso o grado de influencia asignado a cada variable en numeral 3.1.6. A continuación se consolida la ponderación, las limitaciones y las no viabilidades y se establecen los pozos seleccionados como apropiados de acuerdo a ésta consolidación. Por ultimo, se muestran los pozos ordenados de mayor a menor grado de aplicación con sus respectivos valores de ponderación, limitación y no viabilidad.

### **3.3.1 Información requerida.**

Para la ejecución de la metodología se requiere tener las variables que se muestran en las Tablas, dependiendo del tipo de muestreo.

---

<sup>41</sup> MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007. p. 117 – 144.

**Tabla 44.** Variables requeridas para el muestreo de fondo.

Pwf
Caudal de producción
GOR
WOR
Estabilidad de producción
Distancia al contacto W/O
Espesor de la arena
Área de drenaje
Datos petrofísicos
Numero de zonas perforadas
Precipitados orgánicos
Precipitados inorgánicos
API
Viscosidad
Nivel de aceite en el pozo
Acceso a la zona
Tipo de SLA
Estado mecánico de los pozos
Estimulaciones previas
Historial de producción

**Fuente:** Autor.

**Tabla 45.** Variables requeridas para el muestreo de superficie.

Pwf
Caudal de producción
GOR
Numero de zonas
Precipitados Orgánicos
BSW/Sedimentos
Tratamientos Químicos
Acceso
Estado del pozo
Facilidades de superficie

**Fuente:** Autor.

Estos datos se almacenaran en una matriz llamada *Variables*  $[i,j]$  para posteriormente ser utilizadas en la comparación con los valores numéricos de los rangos del screening.

Debido a que la metodología se planteó de una forma cualitativa, ninguna de las variables está sujeta a algún tipo de unidad como por ejemplo ingresar el espesor de la arena en [ft] o en [in].

A la hora de implementar la metodología se recomienda contar con la totalidad de los datos, para así tener una mayor certidumbre del resultado que se tendrá al final, ya que, a pesar que la metodología es flexible permitiendo la omisión de algunos datos de entrada, lo mejor sería ingresar incluir la mayor cantidad posible.

### 3.3.2 Evaluación cuantitativa

En esta parte de la metodología se hace la comparación de los datos de entrada con el screening expuesto en el capítulo anterior y asignándole una puntuación según la tabla de valores numéricos de los rangos del screening (Tabla 43); esto ayudará posteriormente en la etapa de ponderación.

$$Puntaje [i,j] = Rango [1,j]$$

### 3.3.3 Flexibilidad del sistema<sup>42</sup>

Teniendo en cuenta que conseguir la totalidad de los datos es una tarea complicada y tediosa, o simplemente se desee ignorar alguna o algunas de las variables por no haber estudios claros y fiables, se propuso la “**Regla de decisión de Bayes**” la cual afirma que:

“Dentro de un panorama de decisión con estados múltiples de la naturaleza cuyos valores de probabilidad son diferentes y ante la ausencia de datos que representen uno o varios de estos estados, se deben tomar los estados disponibles como la totalidad de la información a utilizar para la toma de decisiones y distribuir el valor de la probabilidad de ocurrencia de los estados faltantes entre los estados

---

<sup>42</sup> Ibid. p. 125 – 130.

conocidos. Dicha distribución debe hacerse de manera tal que no se alteren las proporcionalidades entre las probabilidades de los estados.”

El procedimiento se encuentra descrito de forma clara, concisa y detallada en la tesis titulada “Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección” realizada por Muñoz y Torres.

### **3.3.3 Ponderación y selección de los pozos aptos para muestreo.**

Luego de almacenar los puntajes, porcentajes y porcentajes ajustados de cada una de las variables se procede ponderar y relacionar el conjunto de valores establecidos anteriormente para así poder clasificar al pozo como bueno, aceptable o malo para el muestreo, dando así un criterio más concreto.

La ponderación final se realizará respecto a tres criterios:

- **El desempeño global**

Está relacionado con el *desempeño individual* de cada variable de cada pozo; éste está dado por el puntaje asignado luego de la comparación con el screening, el porcentaje ajustado de cada variable, y el rango en el cuál se cuantificó el puntaje, así:

$$Desempeño\ Individual\ [i,j] = \frac{Puntaje\ [i,j] * Porcentaje\ ajustado\ [i,j]}{2}$$

Concluyendo que, si la variable al compararla calificó como buena, el desempeño individual de esta será igual a su porcentaje ajustado, si clasificó como aceptable, su desempeño individual será el 50% del porcentaje ajustado, finalmente si clasificó como mala, su desempeño será cero (0).

Posteriormente cada desempeño individual se suma para cada pozo, , y se obtiene su desempeño global.

$$Desempeño\ global\ [i] = \sum_1^n Desempeño\ individual\ [i, j]$$

- **Condiciones de no aplicabilidad**

Hace referencia a la cantidad de variables que fueron clasificadas a la hora de ser comparadas con el screening como “malas”, aquí se suman los porcentajes corregidos correspondientes a dichos valores siendo este el porcentaje de no aplicabilidad.

$$Porcentaje\ CNA\ [1, i] = \sum_1^n Porcentaje\ corregido\ [i, j] \quad \forall\ Puntaje\ [i, j] = 0$$

Luego se procede a determinar el porcentaje de viabilidad para cada pozo de la siguiente manera:

$$\% Viabilidad\ 1\ [i] = 100\% - Porcentaje\ CNA\ [i]$$

- **Condiciones de limitación**

Hace referencia a la cantidad de variables que fueron clasificadas a la hora de ser comparadas con el screening como “aceptables”, aquí se suman los porcentajes corregidos correspondientes a dichos valores siendo este el porcentaje de limitación.

$$Porcentaje\ CL\ [1, i] = \sum_1^n Porcentaje\ corregido\ [i, j] \quad \forall\ Puntaje\ [i, j] = 1$$

Luego se procede a determinar el porcentaje de funcionamiento sin limitación para cada pozo de la siguiente manera:

$$\% Viabilidad [i] 2 = 100\% - \text{Porcentaje CNA}[i] - \text{Porcentaje CL} [i]$$

El desempeño global da una visión general del comportamiento que el pozo tendrá a la hora de ser muestreado según sus propiedades expuestas en cada una de las variables pero no revela información minuciosa acerca de los escenarios que imposibilita la toma de la muestra ni de los que la limitan, ya con la unión de los otros dos criterios se tiene en cuenta ese tipo de escenarios.

Luego de haber calculado estos tres valores para cada pozo, se procede a determinar la ponderación final de la siguiente manera:

$$\text{Ponderación Final} [i] = A + B + C$$

Siendo:

$$A = \text{Desempeño global} [i] * X_1$$

$$B = \% Viabilidad 1 [i] * X_2$$

$$C = \% Viabilidad 2 [i] * X_3$$

Se puede observar que cada criterio de la ecuación *Ponderación Final* esta multiplicado por un factor  $X_n$  que representa la importancia o peso relativo de cada criterio dentro de la decisión final, cada uno tiene un rango de aplicabilidad entre cero y uno [0,1], de tal manera que se cumpla la siguiente expresión:

$$X_1 + X_2 + X_3 = 1$$

Para calcular los valores de dichos factores se utilizó el método PAJ así:

**Tabla 46.** Matriz de Comparaciones Pareadas Normalizada – Factores Xn - Método PAJ o AHP.

	X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>3</sub>
X <sub>1</sub>	1	2	3
X <sub>2</sub>	1/2	1	2
X <sub>3</sub>	1/3	1/2	1
Σ	1.833	3.5	6

	X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>3</sub>	Promedio	Peso relativo*
X <sub>1</sub>	0.55	0.57	0.50	0.54	54
X <sub>2</sub>	0.27	0.29	0.33	0.30	30
X <sub>3</sub>	0.18	0.14	0.17	0.16	16
Σ	1	1	1	1	100

1	2	3	Suma ponderada
0.5390	0.5945	0.4913	1.625
0.2695	0.2973	0.3276	0.894
0.1797	0.1486	0.1638	0.492

Suma ponderada	Peso relativo	
1.625	0.54	= 3.01
0.894	0.30	= 3.01
0.492	0.16	= 3.00

IC	=	0.005
RC	=	0.008

Fuente: Autor

Dando como resultado los siguientes valores para cada factor:

**Tabla 47.** Factores Xn para la ponderación final

Factor	Valor
X <sub>1</sub>	0.54
X <sub>2</sub>	0.30
X <sub>3</sub>	0.16

Fuente: Autor

### 3.3.4 Incertidumbre de los resultados<sup>43</sup>

Se define como la inexactitud en la respuesta obtenida por la omisión de variables y es directamente proporcional a los aportes que las variables omitidas harían a la decisión final si fuesen consideradas. Estos aportes estarían dados por el porcentaje de influencia asignado a las variables omitidas antes de realizar la redistribución de porcentajes, este valor se estima de la siguiente manera:

$$\% \text{ Omitido} = \sum_1^n \text{Porcentaje } [i, j] \quad \forall \text{ Puntaje } [i, j] = \text{"vacío"}$$

Este es sólo un estimado de la incertidumbre que se puede tener a la hora de omitir algunas de las variables que se seleccionaron como prioritarias a tener en cuenta para escoger un pozo para muestreo, pues, el número de posibles variables adicionales que puedan influir en tal decisión es incierto.

### 3.3.5 Criterio de selección final.

Teniendo como base el criterio "Ponderación Final", el cual refleja el porcentaje de posibilidad de éxito sobre la selección del o de los pozos a muestrear, se da la siguiente clasificación cualitativa a cada pozo:

**Malo** = < 70 %. En este caso se recomienda no ejecutar el muestreo en el pozo, ya que las condiciones exigidas no cumplen con rigor para realizar dicha operación y se obtendría una muestra no representativa del fluido del yacimiento.

**Aceptable** = 70 – 85 %. Se puede realizar el muestreo pero se deben ejecutar ciertos procedimientos para poder llegar a obtener una muestra representativa.

---

<sup>43</sup> Ibid. p. 136-138.

**Bueno** = > 85 %. El muestreo de fluidos se puede realizar y se podrá obtener una muestra representativa de yacimiento, ya que cumple con las condiciones exigidas para dicha operación.

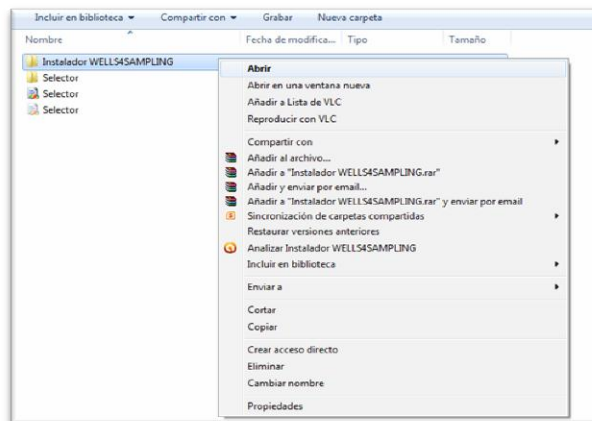
#### 4. HERRAMIENTA SOFTWARE “WELLS4SAMPLING”.

La herramienta software “WELLS4SAMPLING” fue diseñada para evaluar y analizar la situación de elegir un pozo para muestreo de fluido líquido (Aceite negro o aceite volátil), ya sea en fondo de pozo o en superficie, y a su vez seleccionar y ponderar los pozos más adecuados para dicha operación. Debido la sencillez de su interface en probable obtener errores y resultados inconsistentes si no se tiene claridad a la hora de ingresar los datos básicos, y es por esto que se debe identificar tales valores para posteriormente ser evaluados e interpretados apropiadamente por la herramienta.

##### 4.1 INSTALACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA HERRAMIENTA.

Al instalar el CD con la herramienta software “WELLS4SAMPLING” se debe abrir por la ruta *Equipo/Unidad de CD/DVD* dando doble clic, luego de esto se verán 4 archivos (Figura 23), se debe abrir el archivo con nombre “*Instalador WELLS4SAMPLING*”.

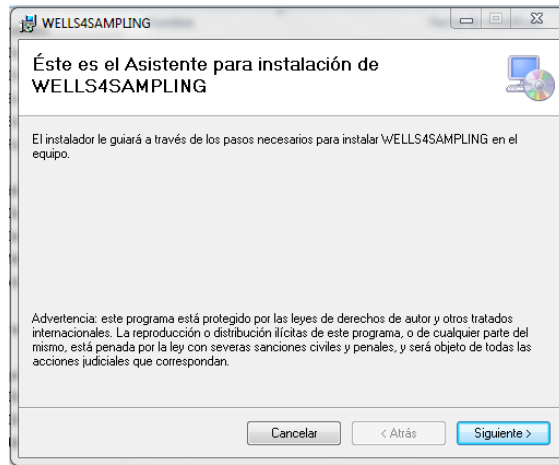
**Figura 23.** Proceso de Instalación del Software "WELLS4SAMPLING".



**Fuente:** Autor.

Seguidamente, abrir la carpeta con nombre “*Release*” haciendo doble clic sobre la misma; luego de esto se abrirá la carpeta que contendrá dos archivos, se debe dar doble clic en “*Instalador WELLS4SAMPLING*” y se abrirá la siguiente ventana (Figura 24).

**Figura 24.** Ventana asistente para instalación “WELLS4SAMPLING”.

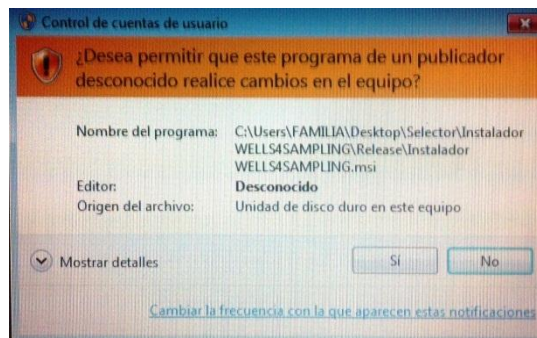


**Fuente:** Autor.

Se debe hacer clic en “*Siguiente >*” tres veces consecutivas.

Luego aparecerá una ventana con la siguiente advertencia (Figura 25), se debe dar clic en “*SI*”

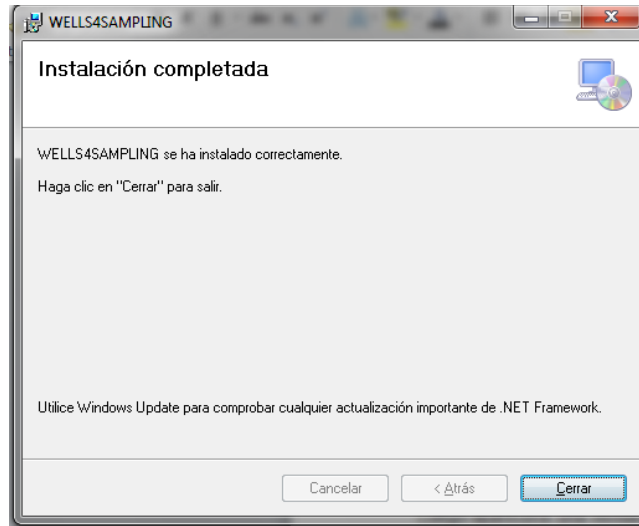
**Figura 25.** Ventana de advertencia.



**Fuente:** Autor.

Hacer clic en “Cerrar” para salir (Figura 26), y así el nuevo programa es transferido al computador con el fin de ser configurado, y preparado para su ejecución en el sistema informático, para cumplir la función para la cual fue desarrollado: seleccionar los pozos aptos para muestreo.

**Figura 26.** Ventana de instalación de la herramienta software.



**Fuente:** Autor.

En el escritorio y en el menú inicio aparecerá el ícono de la herramienta software (Figura 27).

**Figura 27.** Ícono Herramienta Software “WELLS4SAMPLING”.



**Fuente:** Autor.

Esta herramienta no requiere de licencias especiales ya que es un software de libre distribución, diseñado con fines académicos y como mecanismo de ayuda para aplicaciones de campo sencillas a través de una interface amigable y didáctica.

Los requisitos mínimos del sistema para su instalación son:

- Sistema operativo Windows 95 (o superiores) o sistemas equivalentes.
- 256 MB de memoria RAM o superior (Recomendado 512 MB).
- 100 MB de espacio libre en la unidad de disco duro.

Los pasos anteriormente descritos para la instalación de la herramienta se deben seguir atentamente para asegurar la correcta ejecución y funcionamiento de ésta.

Luego de ser instalada la herramienta, para iniciar su uso se debe hacer doble clic en el icono que aparece en el escritorio con nombre "WELLS4SAMPLING", o a través de la ruta "Inicio / Todos los programas / WELLS4SAMPLING, posteriormente aparecerá una ventana de presentación, mostrando el nombre del software, su versión, el logo de la Universidad Industrial de Santander, el grupo de investigación al cual pertenece el autor del proyecto "Grupo Modelamiento de Procesos Hidrocarburos" (Figura 28).

**Figura 28.** Ventana de presentación - Herramienta Software "WELLS4SAMPLING".



**Fuente:** Autor.

Posteriormente se podrán ingresar los datos para la ejecución del programa.

## 4.2 ENTRADA DE DATOS.

La entrada de los datos se hará de forma manual y se podrá modificar o nombrar ciertas variables tales como: nombre del campo, nombre de las arenas, nombre de los pozos, entre otras.; luego de la ventana de presentación se abre la ventana principal (Figura 29) en la cual se ingresarán datos para el cálculo del tamaño de los pozos que deben ser muestreados, dependiendo del nivel de confianza que el operador o editor desee tener y de otras características del campo.

**Figura 29.** Ventana de inicio.

Pozo	Arenas	Bloque
------	--------	--------

Tamaño de la muestra por bloque		
Arena	Bloque	Tamaño de la muestra

**Fuente:** Autor.

A continuación se describe la forma en que los datos deben ser ingresados.

### 4.2.1 Información requerida.

Es de vital importancia ser cuidadosos a la hora de ingresar los datos para no llevar a la herramienta a un análisis de datos de forma incoherente y

posteriormente una interpretación de datos erróneos, es así que se debe asegurar de tener datos verídicos antes de alimentar la herramienta.

A continuación se mostrará los criterios que se deben tener en cuenta para clasificar cada una de las variables y a su vez, la forma en la cuál están clasificadas dichas variables; los criterios de clasificación se obtuvieron por medio de la literatura consultada y de las experiencias de los expertos que aportaron su conocimiento para el desarrollo óptimo del proyecto:

**a.** Información general del campo: contiene datos generales del campo que se desea estudiar y el nivel de confianza del estudio, como por ejemplo:

- Nombre del campo.
- Tipo de muestreo que se desea realizar
- Tipo de fluido confinado en yacimiento.
- Compartimentalización del yacimiento.
- Número de pozos que posee el campo.
- Número de bloques en los cuales esta dividido en campo.
- Numero de arenas productoras. (Estas se pueden modificar según el campo donde se haga el estudio dando clic en el botón “*Editar*”).
- Nivel de confianza del estudio.

**b.** Información de las variables del parámetro operacional:

- Presión de fondo: Es la presión a la cual se encuentran los fluidos en el yacimiento. Se debe tener claridad cuál es la presión de burbuja de la zona y así compararla con la presión de fondo del pozo.
- Caudal de producción: Se refiere a que tanto está aportando el pozo a superficie, este valor se cuantifica respecto a la producción promedio del campo y según el criterio del ingeniero o de quien utilice la herramienta, asignándole la cualidad de alta, media o baja a dicha variable.

- Relación Gas-Aceite (GOR): Hace referencia a la cantidad de gas obtenida en superficie y la cantidad de aceite producido a condiciones estándar de presión y temperatura. El criterio para calificar esta variable esta comprendido en la Tabla 2.
- Relación agua-aceite (WOR): Es la relación de agua producida a aceite producido.
- Estabilidad de la producción: Ésta variable trata acerca de la tendencia que ha tenido la producción del pozo a lo largo del tiempo.

**c. Información de las variables del parámetro de yacimiento:**

- Distancia al contacto Agua-Aceite: Esta debe ser determinada previamente por medio de un análisis de gradiente de presiones (Figura 8) para poder establecer el punto optimo de muestreo y debe estar lo más alejado del contacto.
- Espesor de la arena: Se refiere la porción donde esta confinado los hidrocarburos, esta debe ser lo mas consistente y homogénea posible para evitar cambios composicionales a lo largo de su extensión.
- Área de drenaje: abarca la edad del pozo y la influencia que ha tenido la producción de éste en la depleción de la zona de interés.
- Datos petrofísicos: Comprende los datos de saturación de fluidos (aceite, agua y gas) y las propiedades de la roca como porosidad y permeabilidad.
- Número de zonas perforadas: Abarca las zonas que actualmente están aportando producción al pozo, las zonas cementadas o aisladas no se tienen en cuenta.

**d. Información de las variables del parámetro de fluidos:**

- Precipitados orgánicos e inorgánicos: Abarca el problema que puede tener el aceite de precipitar o formar depósitos de estos compuestos, se

debe indicar si el problema es severo como alto, si éste es leve se como medio y si es muy leve como bajo o nulo.

- Gravedad API: Esta variable indica la calidad del crudo, mientras más alta sea, mas fácil será tomar la muestra de fluido, se debe tomar como referencia la Tabla 3 para su clasificación.
- Viscosidad: Es la facilidad con la que el crudo fluye, se debe indicar si el crudo tiene una viscosidad baja, media o alta relacionándolo a su vez con el tipo de fluido ya que puede haber aceites negros con baja viscosidad como es el caso del crudo de Campo Colorado, se escoge según el criterio del usuario.
- Nivel de aceite en el pozo: Se toman como referencia la medida que toma algún analizador de pozos como el Total Well Managment (TWM), es importante ya que un pozo con buen nivel (alto) indica que la formación productora esta aportando fluidos al pozo.
- BSW: Es el porcentaje de agua y sólidos contenidos dentro de un volumen dado de fluido producido. Se debe tener la precaución de que el valor utilizado sea representativo o característico del comportamiento del fluido del pozo y no el resultado de una alteración temporal del mismo y así indicar si es bajo ( $<0.1\%$ ), medio [ $0.1\% - 0.5\%$ ] o alto ( $>0.5\%$ ).
- Tratamientos químicos: se debe conocer e indicar si se han implementado tratamientos en el separador ya que cualquier contaminación con estos afectaría la toma representativa de la muestra.

**e. Información de las variables del parámetro logísticos:**

- Acceso a la zona: Se debe señalar si existe algún camino o vía que permita la llegada de los equipos, herramientas y personal para la toma de la muestra.
- Tipo de sistema de levantamiento artificias: Se refiere a si el pozo posee o no unidad de levantamiento.

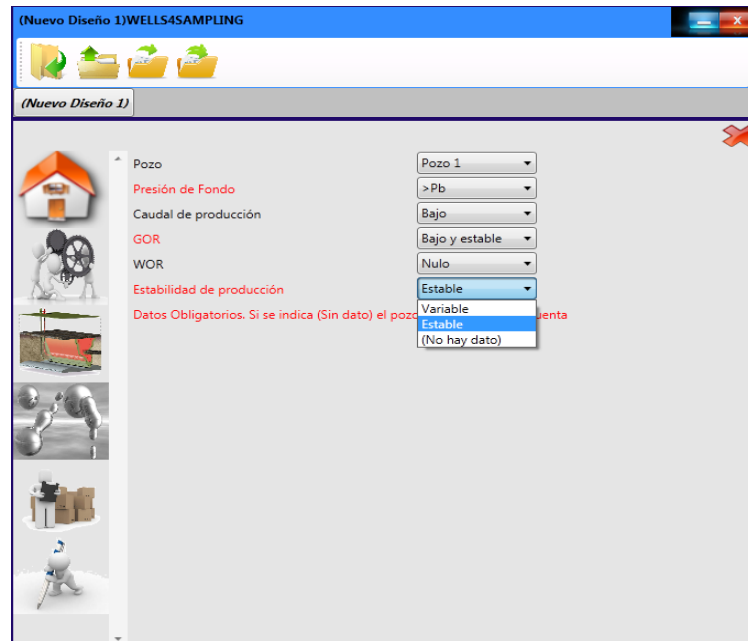
- Estado mecánico de los pozos: abarca la relación de diámetros entre el muestreador y la tubería por la cual va a bajar para llegar a la zona de interés, y a su vez, si existe o no alguna obstrucción (pescado, varillas, bombas, entre otras) que no permita llegar al punto apropiado a la muestra.
- Estimulaciones previas: Se debe tener conciencia si se ha o no realizado algún tipo de tratamiento para saber que tan afectado está el fluido que se quiere muestrear en las cercanías de la cara del pozo, siendo así lo mejor, que no se hubiera aplicado ningún tratamiento.
- Historial de producción: Se debe indicar si se poseen datos de producción de fluidos (aceite, agua y gas) a lo largo de la historia del pozo.
- Estado del pozo: Se refiere a si el pozo se encuentra o no produciendo actualmente, ya que, los pozos abandonados no aportan fluidos, los pozos inactivos hay que realizar operaciones para volverlos a poner en producción y los activos se sabe que aportan fluido a superficie.
- Facilidades de superficie: Se debe conocer e indicar con claridad si existe el equipo necesario para poder tomar la muestra, ya que, de no ser así, se deben llevar a la locación los que faltan (por ejemplo un separador portátil).

#### **4.2.2 Ingreso manual de datos.**


Para este fin se debe utilizar el cuestionario provisto por la herramienta software (Figura 30), y llenar uno a uno cada campo solicitado. Existe un único tipo de entrada de datos en los campos, el de selección de una lista predeterminada, allí el usuario debe escoger la opción correspondiente de la lista desplegada, o bien puede escoger “*No hay dato*” en dado caso de no conocer el valor correspondiente o quiera omitir dicha variable. Hay que tener precaución ya que las variables en

letra color rojo significan que la variable es de obligatorio conocimiento para la ejecución del software, si no el software no lo tendrá en cuenta para el análisis.

**Figura 30.** Cuestionario de ingreso de datos.





**Fuente:** Autor.

Utilizando las imágenes de la parte izquierda se puede navegar entre los 4 parámetros de selección para llenar sus correspondientes cuestionarios de datos de entrada y también se a la ventana de inicio  (*parámetros generales*).

### 4.2.3 Guardar datos.


A medida que los datos van siendo ingresados en el cuestionario, el software los va almacenando directamente en su memoria interna.

Para guardar una base de datos puede de dos maneras diferentes, la primera "Guardar el diseño actual" en el cuál quedará guardado el archivo por defecto con el nombre "Nuevo Diseño 1"  o la segunda "Guardar con un nuevo nombre" que permite modificar el nombre del archivo editado.  La ubicación donde se

desea guardar el archivo es flexible y es de decisión del usuario.


Los datos que se guarden tendrán la extensión “.w4s”, el cual es un tipo de archivo propio del software y que solamente podrá ser visualizado y utilizado mediante la herramienta software “WELLS4SAMPLING”.

#### **4.2.4 Cargar datos.**

Existe otra forma para ingresar datos al programa, diferente al ingreso manual, y es mediante la opción “*Abrir un diseño*”.  De esta forma se puede acceder a la información utilizada en un caso previo y modificarla si se desea, para realizar una nueva corrida. Se puede utilizar esta función haciendo clic en el botón “Abrir un diseño” en la barra superior y seleccionando el archivo deseado.

Se pueden cargar datos desde cualquier ubicación de disco, así como de discos extraíbles, pero sólo pueden ser utilizados aquellos archivos cuya extensión sea “.w4s”, que son los archivos propios de esta herramienta.

### **4.3 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN.**

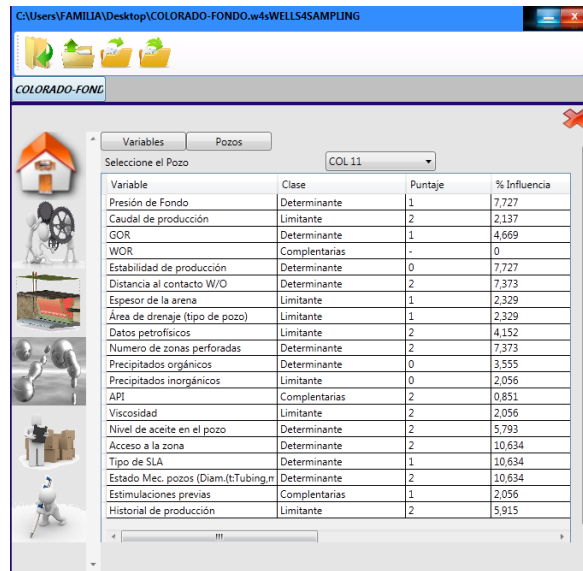
Luego de ingresados los datos anteriormente descritos, el sistema está listo para realizar la evaluación y selección de los pozos apropiados para muestreo, para lo cual se debe hacer clic en el botón “*Evaluación*”,  que se encuentra en la parte inferior izquierda.

Inmediatamente se abrirá una pantalla donde hay dos opciones de ver resultado:

- “*Variables*”

Al hacer clic saldrá la opción de seleccionar un pozo y en el cual se podrá observar las variables, la clase a la cual pertenece cada variable, el puntaje según la comparación con el screening, el porcentaje de influencia, el desempeño individual y comentarios, (Figura 31).

Figura 31. Resultados – Variables 1



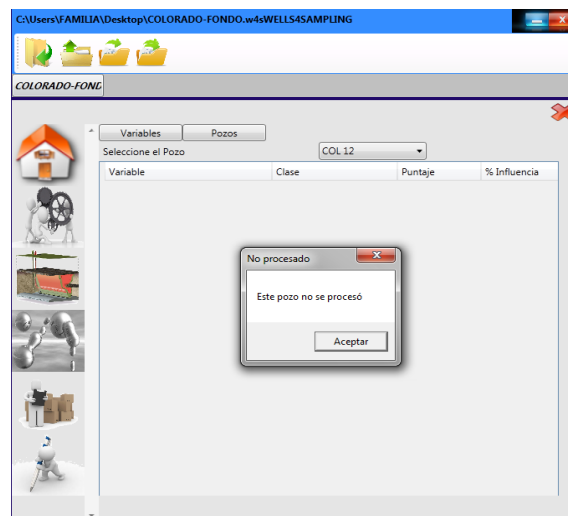
The screenshot shows the 'COLORADO-FOND' software interface. At the top, the file path is 'C:\Users\FAMILIA\Desktop\COLORADO-FONDO.w4sWELLS4SAMPLING'. The window title is 'COLORADO-FOND'. Below the title bar, there are two tabs: 'Variables' and 'Pozos'. A dropdown menu labeled 'Seleccione el Pozo' is set to 'COL 11'. The main area contains a table with the following data:

Variable	Clase	Puntaje	% Influencia
Presión de Fondo	Determinante	1	7,727
Caudal de producción	Limitante	2	2,137
GOR	Determinante	1	4,669
WOR	Complementarias	-	0
Estabilidad de producción	Determinante	0	7,727
Distancia al contacto W/O	Determinante	2	7,373
Espesor de la arena	Limitante	1	2,329
Área de drenaje (tipo de pozo)	Limitante	1	2,329
Datos petrofísicos	Limitante	2	4,152
Numero de zonas perforadas	Determinante	2	7,373
Precipitados orgánicos	Determinante	0	3,555
Precipitados inorgánicos	Limitante	0	2,056
API	Complementarias	2	0,851
Viscosidad	Limitante	2	2,056
Nivel de aceite en el pozo	Determinante	2	5,793
Acceso a la zona	Determinante	2	10,634
Tipo de SLA	Determinante	1	10,634
Estado Mec. pozos (Diam. t:Tubing, n	Determinante	2	10,634
Estimulaciones previas	Complementarias	1	2,056
Historial de producción	Limitante	2	5,915

Fuente: Autor.

En caso del que el pozo se encuentre abandonado o no haya tenido información de alguna de las variables obligatorias para la selección saldrá una mensaje de advertencia diciendo que “*el pozo no se procesó*” (Figura 32).

Figura 32. Resultados – Variables 2.



Fuente: Autor.

- “Pozos”;

Al hacer clic saldrá la opción de seleccionar la arena que se desee estudiar, también allí se podrán ver los pozos, con su respectivo bloque, estado, su ponderación final, desempeño global, condiciones de no aplicabilidad (CNA), porcentaje de las CNA, las condiciones de limitación (CL), porcentaje de CL, la incertidumbre y su clasificación, a su vez se mostraran ordenados los pozos acorde al bloque y a su puntuación. (Figura 33).

**Figura 33.** Resultados - Pozos

The screenshot shows a software window titled "COLORADO-FONDO" with a sidebar on the left containing icons for a house, a well, and a person. The main area has tabs for "Variables" and "Pozos", and a dropdown menu for "Seleccione la Arena" set to "Arena C - F.M". Below is a table with the following data:

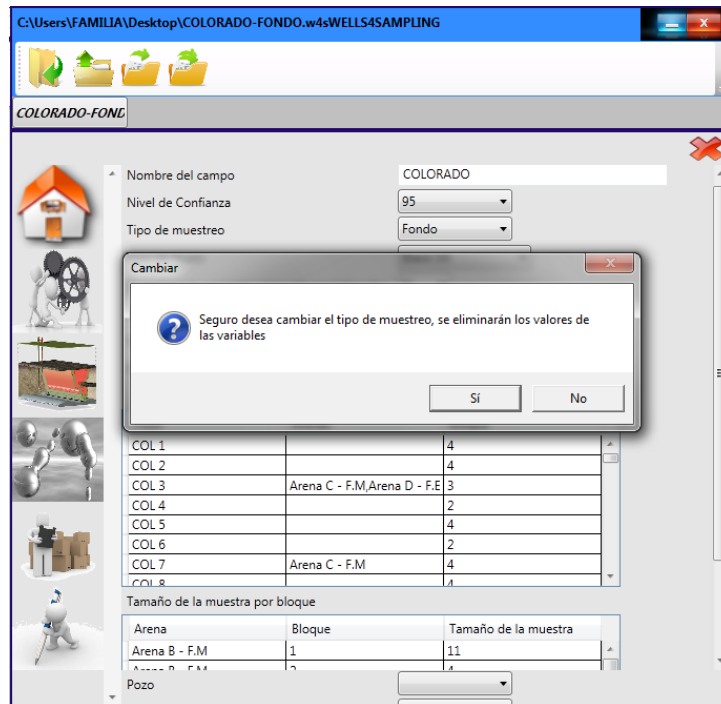
Posición	Bloque	Pozo	Estado	Poderación F.
1	1	COL 27	Activo	69.6
2	1	COL 23	Activo	67.29
3	1	COL 38	Activo	66.31
4	1	MOJ 1	Activo	62.52
5	1	COL 24	Activo	61.39
6	2	COL 11	Activo	73.87
7	2	COL 35	Activo	68.37
8	2	COL 52	Activo	64.04
9	2	COL 70	Activo	61.39
10	2	COL 31	Activo	58.02
11	2	COL 44	Activo	58.02
12	2	COL 76	Activo	58.02
13	3	COL 33	Activo	69.68
14	3	COL 69	Activo	62.7
15	3	COL 3	Activo	60.37
16	4	COL 45	Activo	67.41
17	4	COL 59	Activo	64.04
18	4	COL 42	Activo	63.98
19	4	COL 67	Activo	59.63
20	4	COL 40	Activo	57.88
21	5	COL 55	Activo	64.04

**.Fuente:** Autor.

La herramienta es muy didáctica y a su vez permite abrir archivos con extensión “.w4s” simultáneamente sin tener problemas a la hora de realizar sus cálculos, permitiendo comparar resultados de distintos campos con propiedades similares.

NOTA: Si el usuario desea cambiar de tipo de muestreo (Fondo a superficie o viceversa) aparecerá un mensaje de advertencia preguntándole si esta seguro que desea cambiar el tipo de muestreo y en caso de ser positiva la respuestas, se eliminarán solamente los valores de las variables mas no los de la información general del campo.(Figura 34)

**Figura 34.** Ventana de advertencia al cambiar el tipo de muestreo.



**Fuente:** Autor.

## **5. APLICACIÓN CAMPO COLORADO.**

La finalidad de este capítulo es demostrar la efectividad de la herramienta software “WELLS4SAMPLING”, con el convencimiento de escoger el pozo más adecuado para el muestreo de las zonas productoras de la Formación Mugrosa, ya sea en fondo o en superficie. Para validar la herramienta se presentarán los datos requeridos de varios pozos, y después se hará una corrida de ésta, permitiendo ver las etapas de uso y presentando el resultado del análisis de dicho software.

La información de los ejemplos propuestos representa la realidad del Campo Colorado, campo que se tomó como referencia para validar la herramienta software.

### **5.1 GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.<sup>44</sup>**

El Campo Escuela Colorado es una unidad académica administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de los hidrocarburos, y fue creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial suscrito entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y ECOPETROL.

En el año 2009 la Universidad Industrial de Santander junto con ECOPETROL, emprendieron una búsqueda de un socio tecnológico con el fin de operar el campo y aumentar la producción, realizando nuevas perforaciones, reactivando pozos, aplicando nuevas tecnologías, desarrollo de capacitaciones, entre otros.

Actualmente el campo Escuela Colorado tiene convenio con un “aliado tecnológico”, la empresa norteamericana WEIL GROUP, la cual tiene como responsabilidad enlazar la academia con la industria petrolera, por medio de la investigación para el aprendizaje.

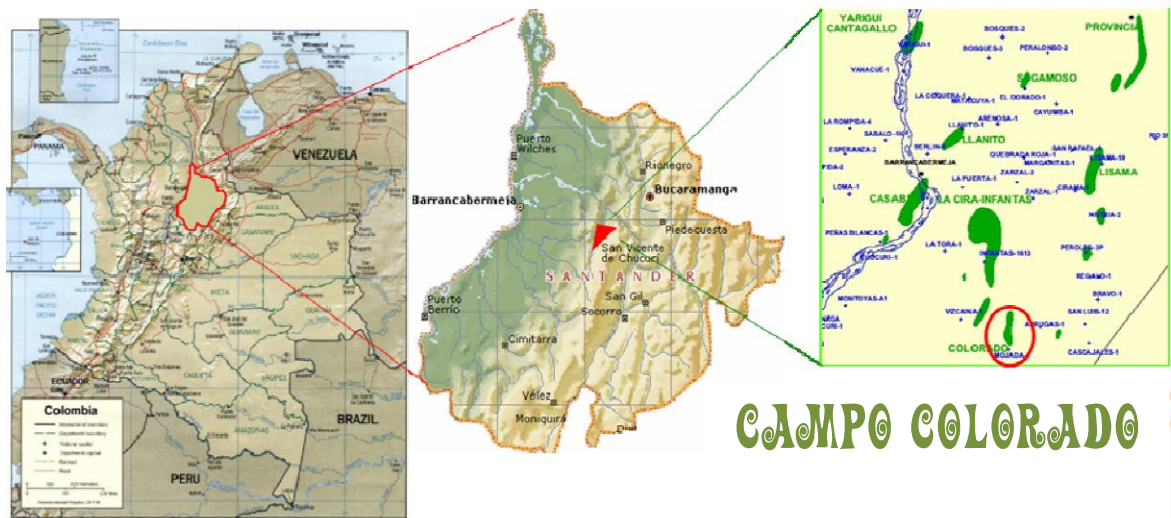
---

<sup>44</sup> Informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de recobro. ECOPETROL S.A, El Centro – Barrancabermeja. Diciembre, 2003.

### 5.1.1 Localización.

El Campo Colorado está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en los alrededores del municipio de San Vicente de Chucurí (Santander), al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira-Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000–1'040.500 Este y Y= 1'238.000–1'247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua Concesión de Mares.

**Figura 35.** Localización Campo Colorado.



**Fuente:** Banco de imágenes del Campo Escuela Colorado.

En la Figura 35 se indica la ubicación geográfica del Campo Colorado en un mapa del departamento de Santander, el triángulo rojo hace referencia al sector del municipio de San Vicente de Chucurí en donde se encuentra el Campo y la figura verde inscrita en el círculo rojo es el Campo Colorado.

### 5.1.2 Formaciones productoras.

El Campo Colorado tiene 76 pozos perforados de los cuales solamente 57 reportan algún tipo de producción. Durante la vida del campo la producción de los

pozos ha sido muy pobre, el pozo colorado 38 es la excepción con una producción acumulada de más de medio millón de barriles. Las producciones oscilan entre 2 a 70 BOPD al presente.

Actualmente, el Campo Colorado cuenta con la siguiente distribución:

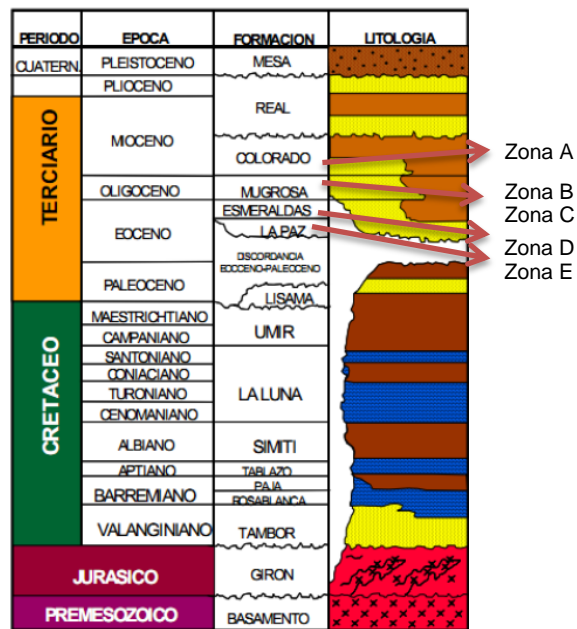
**Tabla 48.** Estado actual de los pozos de Campo Colorado.

Estado del Pozo	Cantidad
Activos	33
Inactivos	26
Abandonados	17
Total	76

**Fuente:** Autor.

El petróleo se extrae principalmente de las formaciones Mugrosa (Zonas B y C), Esmeraldas (E) y La paz (D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizada por intercalaciones de depósitos, areniscas y lodolitas continentales (Figura 36).

**Figura 36.** Columna Estratigráfica de Valle Medio del Magdalena.



**Fuente:** Banco de imágenes del Campo Escuela Colorado.

La formación Mugrosa es la principal formación productora del Campo Colorado y se divide en las zonas B y C, éstas a su vez se dividen en subzonas B1, B2, C1, y C2; tiene un espesor que varía aproximadamente desde 1.800 a 4500 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de tipo meándrico, a continuación se muestra una tabla con las propiedades estimadas de cada una de las zonas de la formación Mugrosa (Tabla 49)

**Tabla 49.** Propiedades de las Zonas B y C - Formación Mugrosa.

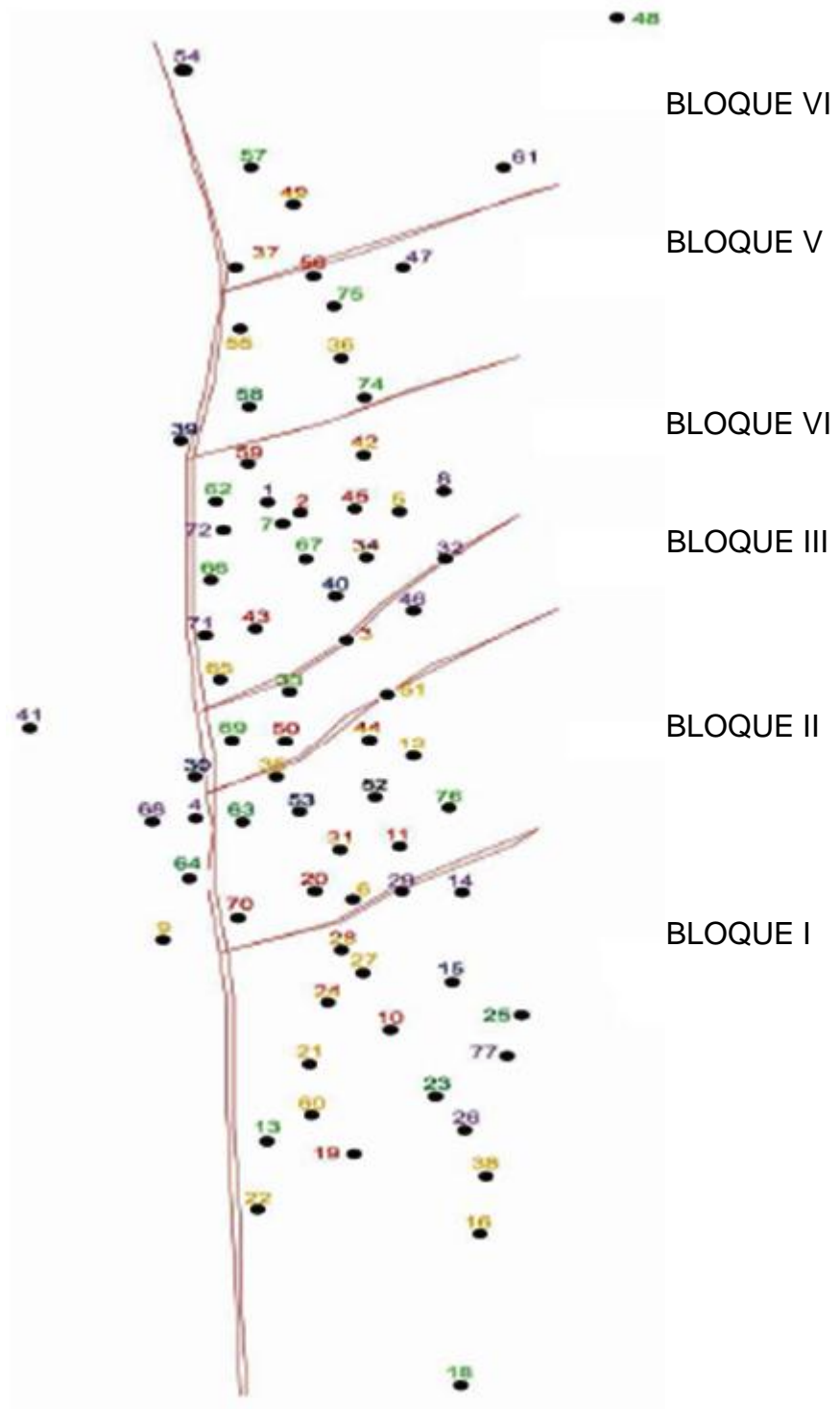
FORMACIÓN MUGROSA			
PARÁMETROS	Unidad	ZONA B	ZONA C
Tipo de fluido	-	Black Oil	
Área	Acres	4225	
Espesor de arena neta	ft.	116	114
Profundidad promedia	ft.	2000	3500
Presión estática	psi	900	3000
Temperatura de yacimiento	°F	114	174
API promedio	API	41.2	39.7
Presión de burbuja	psi	648	2078
Viscosidad @ Pb	cP	1.64	0.462
Bo @ Pb	RB/STB	1.091	1.401
Rs @ Pb	SCT/STB	140	648
Porosidad	%	13.2	17.6

**Fuente:** Informe Campo Escuela Colorado,

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad 36 A 42 °API, el mecanismo de producción predominante es el empuje por gas en solución.

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, comprendido por un sistema de fallas en el bloque colgante de la falla Colorado, de los cuales se distinguen 5 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia la relajación del sistema de esfuerzos compresivos, por tal motivo el campo se divide en 6 bloques (Figura 37).

Figura 37. Distribución de los pozos del Campo Colorado.



Fuente: Banco de imágenes del Campo Escuela Colorado.

## 5.2 SELECCIÓN DE POZOS Y NÚMERO DE MUESTRAS.

Para el tamaño de la muestra se utiliza la ecuación expuesta en el capítulo 1 de la siguiente manera:

$$n = \frac{N * P * Q}{\left(\frac{e}{Z}\right)^2 * (N - 1) + P * Q}$$

- **ARENA B**

**Tabla 50.** Variable para el Tamaño de muestra - Arena B.

<b>N</b>	32
<b>P</b>	0.5
<b>Q</b>	0.5
<b>e</b>	0.05
<b>Z</b>	1.96

**Fuente:** Autor.

$$n = \frac{32 * 0.5 * 0.5}{\left(\frac{0.05}{1.96}\right)^2 * (32 - 1) + 0.5 * 0.5} = 30 \text{ pozos}$$

Luego de esto para saber cuantos pozos por bloque hay que muestrear, según la arena a estudiar se utiliza la siguiente expresión:

$$n_i = n * \left(\frac{N^*}{N_i}\right)$$

Para este caso  $n = 30$  pozos y  $N_i = 32$  pozos.

NOTA: De antemano se debe saber la distribución de los pozos que tienen producción por la arena B en cada bloque ( $N^*$ ).

Los resultados se pueden evidenciar en la Tabla 51.

**Tabla 51.** Tamaño de muestras - Arena B.

Bloque	N*	ni
I	12	11
II	4	4
III	2	2
IV	8	7
V	4	4
VI	2	2

**Fuente:** Autor.

- **ARENA C**

**Tabla 52.** Variable para el Tamaño de muestra - Arena C.

<b>N</b>	42
<b>P</b>	0.5
<b>Q</b>	0.5
<b>e</b>	0.05
<b>Z</b>	1.96

**Fuente:** Autor.

$$n = \frac{42 * 0.5 * 0.5}{\left(\frac{0.05}{1.96}\right)^2 * (42 - 1) + 0.5 * 0.5} = 38 \text{ pozos}$$

Luego de esto para saber cuantos pozos por bloque hay que muestrear, según la arena a estudiar se utiliza la siguiente expresión:

$$n_i = n * \left(\frac{N^*}{N_i}\right)$$

Para este caso  $n = 38$  pozos y  $N_i = 42$  pozos.

NOTA: De antemano se debe saber la distribución de los pozos que tienen producción por la arena B en cada bloque ( $N^*$ ).

Los resultados se pueden evidenciar en la Tabla 53.

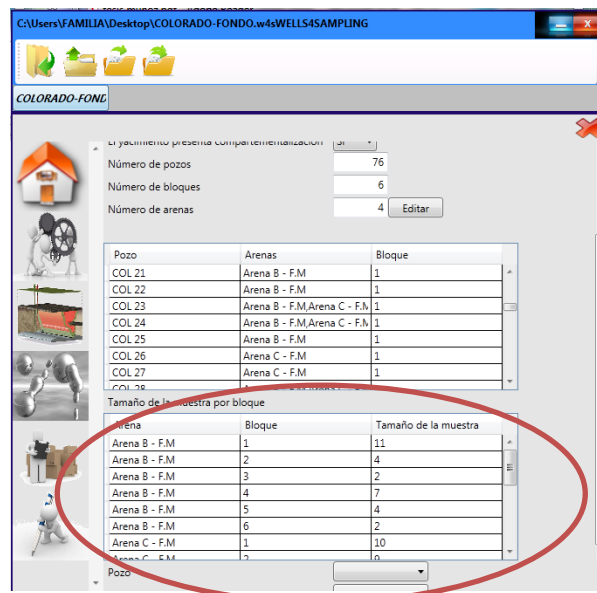
**Tabla 53.** Tamaño de muestras - Arena B.

Bloque	N*	ni
I	11	10
II	10	9
III	4	4
IV	8	7
V	5	4
VI	4	4

**Fuente:** Autor.

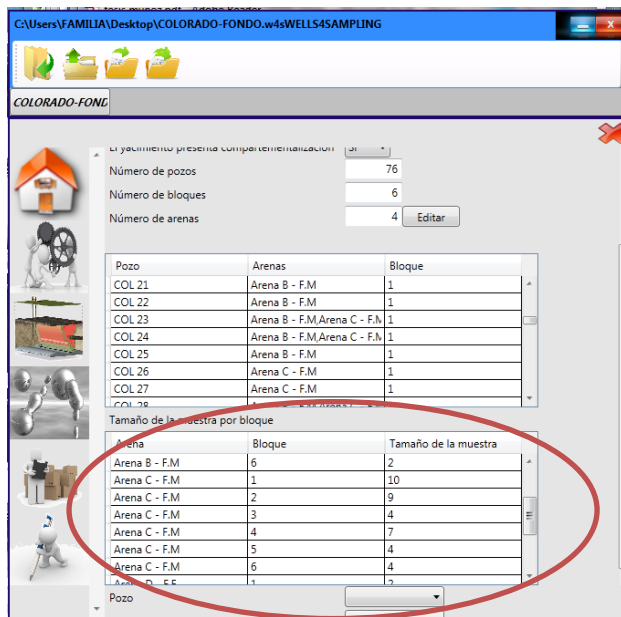
Para el cálculo del número de pozos por bloque según la arena a estudiar, hay que ingresar en la herramienta software “WELLS4SAMPLING” el número de pozos del campo, el número de bloques del campo, el número de arenas productoras, el nivel de confianza del estudio, el estado del pozo y seleccionar el bloque y las arenas por las cuales está produciendo cada pozo, para que al final arroje los resultados como se muestra a continuación (Figura 38 y Figura 39):

**Figura 38.** Resultados del Tamaño de muestra Arena B – Herramienta Software “WELLS4SAMPLING”.



**Fuente:** Autor.

**Figura 39.** Resultados del Tamaño de muestra Arena C – Herramienta Software “WELLS4SAMPLING”.



**Fuente:** Autor.

Luego se procede a alimentar la herramienta con la información de cada pozo de las variables operacionales, de yacimiento, de fluidos y logísticos, éstas variables deben buscarse con anterioridad y ser representativas para poder al finar un juicio verídico.

Dadas las condiciones del campo algunas de las variables requeridas no pudieron ser determinadas, básicamente por no contar con esta información, teniendo en cuenta que campos tan antiguos no se cuenta con suficiente disposición en cantidad y calidad de información para todos los pozos.

### 5.3 MUESTREO DE FONDO.

A modo de ejemplo se presenta la recopilación de datos de uno de los pozos del Campo Colorado - Col. 33 (Tabla 54).

**Tabla 54.** Propiedades del Pozo Col. 33

POZO COL. 33	
BOLQUE	3
ARENA PRODUCTORA	CE
BHP	1539.5
	< < Pb
CAUDAL DE PRODUCCIÓN	Bajo
GOR	967.22
	Bajo
WOR	-
ESTABILIDAD DE LA PRODUCCIÓN	Variable
DISTANCIA AL WOC	Lejos
ESPESOR DE LA ARENA	Grande
AREA DE DRENAJE	Maduro
DATOS PETROFÍSICOS	Algo
ZONAS PERFORADAS	2
PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS	Alta
PRECIPITACIÓN DE INORGÁNICOS	Alta
API	Baja
VISCOSIDAD	Baja
NIVEL DE ACEITE	Alto
ACCESO A LA ZONA	Si
S.L.A	Si
ESTADO MECÁNICO	Bomba de Fondo
ESTIMULACIONES PREVIAS	Si
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	Algo

**Fuente:** Base de datos Campo Escuela Colorado.

Como se pudo observar, no se han determinado las 20 variables requeridas por la Herramienta Software “WELLS4SAMPLING”, no obstante, esto no representa un inconveniente considerable para su ejecución, debido a la flexibilidad del sistema que permite la omisión de algunas variables de importancia relativamente baja.

El único efecto de dicha omisión es la aparición de un valor de incertidumbre sobre la selección final, el cual se representa en la disminución del grado de certidumbre de los resultados.

De manera similar se recopilaron los datos de todos los pozos del Campo Colorado, descartando aquellos pozos en los cuales no se tenían los datos que son de obligatoriedad. (Anexo F) Luego de cargado los datos de la totalidad de los pozos, seguidamente dando clic en el ícono "Evaluación", el software arrojó los siguientes resultados (Figura 40 y Figura 41).

**Figura 40.** Evaluación de los pozos para un muestreo de fondo Arena B - Herramienta Software "WELLS4SAMPLING".

The screenshot shows the WELLS4SAMPLING software interface. The window title is "C:\Users\FAMILIA\Desktop\COLORADO-FONDO.w4sWELLS4SAMPLING". The main window has a tab labeled "Pozos" and a dropdown menu set to "Arena B - F.M.". Below this is a table with the following data:

Pozo	Estado	Poderación Fin	Desempeño G	Cond	Percent	Cond	Porcen	Ince	Clasificación
COL 23	Activo	67.29	65.45	5	21.41	5	26.28	7.1	Malo
COL 38	Activo	66.31	64.47	4	22.39	5	26.28	7.1	Malo
COL 25	Activo	65.19	63.55	5	24.75	5	23.4	7.1	Malo
COL 24	Activo	61.39	59.75	5	28.55	5	23.4	7.1	Malo
COL 70	Activo	61.39	59.75	5	28.55	5	23.4	7.1	Malo
COL 31	Activo	58.02	55.83	5	28.55	6	31.24	7.1	Malo
COL 69	Activo	62.7	59.94	4	20.33	7	39.45	7.1	Malo
COL 59	Activo	64.04	62.2	5	24.66	5	26.28	7.1	Malo
COL 42	Activo	63.98	61.8	3	22.58	6	31.24	7.1	Malo
COL 67	Activo	59.63	57.79	6	29.07	5	26.28	7.1	Malo
<b>COL 36</b>	<b>Activo</b>	<b>72.09</b>	<b>70.23</b>	<b>4</b>	<b>16.45</b>	<b>5</b>	<b>26.65</b>	<b>7.1</b>	<b>Aceptable</b>
COL 75	Activo	58.02	55.83	5	28.55	6	31.24	7.1	Malo
COL 58	Activo	54.67	52.66	6	32.96	5	28.76	7.1	Malo
COL 37	Activo	66.31	64.47	4	22.39	5	26.28	7.1	Malo

Fuente: Autor.

**Figura 41.** Evaluación de los pozos para un muestreo de fondo Arena C - Herramienta Software "WELLS4SAMPLING".

Variables **Pozos**

Seleccione la Arena: **Arena C - F.M**

Pozo	Estado	Poderación Fin	Desempeño G	Cond	Porcent	Cond	Porcen	Ince	Clasificac
COL 23	Activo	67.29	65.45	5	21.41	5	26.28	7.1	Malo
COL 38	Activo	66.31	64.47	4	22.39	5	26.28	7.1	Malo
MOJ 1	Activo	62.52	60.24	4	23.42	6	32.68	11.2	Malo
COL 24	Activo	61.39	59.75	5	28.55	5	23.4	7.1	Malo
<b>COL 11</b>	<b>Activo</b>	<b>73.87</b>	<b>71.79</b>	<b>3</b>	<b>13.34</b>	<b>6</b>	<b>29.74</b>	<b>1.26</b>	<b>Aceptabl</b>
COL 35	Activo	68.37	66.53	4	20.33	5	26.28	7.1	Malo
COL 52	Activo	64.04	62.2	5	24.66	5	26.28	7.1	Malo
COL 70	Activo	61.39	59.75	5	28.55	5	23.4	7.1	Malo
COL 31	Activo	58.02	55.83	5	28.55	6	31.24	7.1	Malo
COL 44	Activo	58.02	55.83	5	28.55	6	31.24	7.1	Malo
COL 76	Activo	58.02	55.83	5	28.55	6	31.24	7.1	Malo
COL 33	Activo	66.31	64.47	4	22.39	5	26.28	7.1	Malo
COL 69	Activo	62.7	59.94	4	20.33	7	39.45	7.1	Malo
COL 3	Activo	60.37	58.64	6	29	5	24.72	1.26	Malo
COL 45	Activo	67.41	66.12	5	24.66	4	18.44	7.1	Malo
COL 59	Activo	64.04	62.2	5	24.66	5	26.28	7.1	Malo
COL 42	Activo	63.98	61.8	3	22.58	6	31.24	7.1	Malo
COL 67	Activo	59.63	57.79	6	29.07	5	26.28	7.1	Malo
COL 40	Activo	57.88	56.04	6	30.82	5	26.28	7.1	Malo
COL 55	Activo	64.04	62.2	5	24.66	5	26.28	7.1	Malo
COL 56	Activo	63.52	62.23	5	28.55	4	18.44	7.1	Malo

Fuente: Autor.

- **ARENA B**

El resultado muestra como mejor opción al pozo **Col 36**, con una Ponderación final de 72.09% siendo este, el criterio utilizado para el ordenamiento. Para tal puntaje, el programa califica cualitativamente a este pozo como "Aceptable". El Desempeño Global (DG) del sistema para estas condiciones en particular es

de 70,3, con cuatro (4) condiciones de No Aplicabilidad y cinco (5) condiciones de Limitación. La incertidumbre de este resultado es del 7,1%.

Para este pozo en particular se aconseja un buen acondicionamiento del pozo, disminuyendo progresivamente su tasa de flujo, evitando el cabeceo de la misma y monitoreando la caída de presión, a su vez se deben extraer las tuberías y bombas que existan en fondo de pozo, para esto se utiliza el procedimiento del Anexo G “Instructivo para la operación de sacada de varillas”, para posteriormente realizar la operación de muestreo (Anexo H) el cual esta basado en la Norma API RP 44 y la Norma GPA 2166-2005 y realizado por personal especializado siguiendo “Plan de muestreo de fondo y toma de registros de presión y temperatura” del ICP – Ecopetrol.

- **ARENA C**

El resultado muestra como mejor opción al pozo **Col 11**, con una Ponderación final de 73.87% siendo este, el criterio utilizado para el ordenamiento. Para tal puntaje, el programa califica cualitativamente a este pozo como “Aceptable”. El Desempeño Global (DG) del sistema para estas condiciones en particular es de 71,79, con tres (3) condiciones de No Aplicabilidad y seis (6) condiciones de Limitación. La incertidumbre de este resultado es del 1.26%.

Para este pozo en particular se aconseja también un buen acondicionamiento del pozo, disminuyendo progresivamente su tasa de flujo, evitando el cabeceo de la misma y monitoreando la caída de presión, a su vez se deben extraer las tuberías y bombas que existan en fondo de pozo, , para posteriormente realizar la operación de muestreo.

Este pozo tiene producción intermitente por lo cual se debe pensar muy bien a la hora de ir a realizar la operación ya que puede que ese día el pozo no aporte fluido y no se pueda recolectar la muestra que se desee, para este caso se aconseja estudiar los pozos **Col 45** y **Col 35** ya que estuvieron muy cerca de

clasificar como pozos aceptables para el muestreo, teniendo como característica que estos pozos si aportan fluido de la formación y en superficie.

#### 5.4 MUESTREO DE SUPERFICIE.

Como ejemplo se presenta la recopilación de datos de uno de los pozos del Campo Colorado - Col. 25 (Tabla 55).

**Tabla 55.** Propiedades del Pozo Col 25.

POZO COL 25	
BOLQUE	1
ARENA PRODUCTORA	B
BHP	<< Pb
CAUDAL DE PRODUCCIÓN	Estable
GOR	Alto
NÚMERO DE ZONAS	1
BSW / SEDIMENTOS	0.24
	Medio
PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS	Si
TRATAMIENTOS QUÍMICOS	No
ACCESO A LA ZONA	Si
ESTADO DEL POZO	Activo
FACILIDADES DE SUPERFICIE	no

**Fuente:** Base de datos Campo Escuela Colorado.

Como se pudo observar, en este caso se han determinado las 10 variables requeridas por la Herramienta Software “WELLS4SAMPLING”, teniendo esto como efecto que la incertidumbre tome el valor de cero (0) sobre la selección final, igualmente hay que saber que existen variables que no se tuvieron en cuenta para el estudio y que afectan como tal la toma de la muestra.

De manera similar se recopilaron los datos de todos los pozos del Campo Colorado, descartando aquellos pozos en los cuales no se tenían los datos que son de obligatoriedad. (Anexo I) Luego de cargado los datos de la totalidad de los pozos,

seguidamente dando clic en el ícono “Evaluación”, el software arrojó los siguientes resultados (Figura 42 y Figura 43).

**Figura 42.** Evaluación de los pozos para un muestreo de superficie Arena B - Herramienta Software "WELLS4SAMPLING".

The screenshot shows the WELLS4SAMPLING software interface. The window title is "C:\Users\FAMILIA\Desktop\COLORADO-SUPERFICIE.w4sWELLS4SAMPLING". The main window is titled "COLORADO-SUPEI". On the left, there is a sidebar with icons representing different stages of well evaluation. The main area has two tabs: "Variables" and "Pozos". Below the tabs, there is a dropdown menu labeled "Seleccione la Arena" with "Arena B - F.M." selected. The central part of the interface is a table with the following data:

Pozo	Estado	Poderación F	Desempeño G	Condi	Porcen	Condi	Porcen	Incet	Clasificacion
COL 36	Activo	81.2	80	1	11.43	2	17.14	0	Aceptable
COL 70	Activo	76.28	74.28	1	11.43	3	28.57	0	Aceptable
COL 67	Activo	75.06	72.85	1	11.43	3	31.43	0	Aceptable
COL 25	Activo	74.06	72.86	2	18.57	2	17.14	0	Aceptable
COL 23	Activo	72.83	71.43	2	18.57	2	20	0	Aceptable
COL 37	Activo	71.8	70	2	17.14	2	25.72	0	Aceptable
COL 24	Activo	69.14	67.14	2	18.57	3	28.57	0	Malo
COL 59	Activo	67.92	65.71	2	18.57	3	31.43	0	Malo
COL 38	Activo	67.92	65.71	2	18.57	3	31.43	0	Malo
COL 75	Activo	66.89	64.28	2	17.14	3	37.15	0	Malo
COL 69	Activo	64.34	61.54	2	18.46	3	40.01	7.14	Malo
COL 31	Activo	63	60	2	18.57	4	42.86	0	Malo
COL 58	Activo	63	60	2	18.57	4	42.86	0	Malo
COL 42	Activo	63	60	2	18.57	4	42.86	0	Malo

Fuente: Autor.

**Figura 43.** Evaluación de los pozos para un muestreo de superficie Arena C - Herramienta Software "WELLS4SAMPLING".

The screenshot shows the WELLS4SAMPLING software interface. The title bar indicates the file path: C:\Users\FAMILIA\Desktop\COLORADO-SUPERFICIE.w4sWELLS4SAMPLING. The main window displays a table of well evaluations for 'Arena C - F.M.'. The table has columns for Well ID, Status, Power F, Performance G, Conditions, Percentages, Incidents, and Classification. The wells are sorted by Power F in descending order.

Pozo	Estado	Poderación F	Desempeño G	Condi	Porcen	Condi	Porcen	Incet	Clasificac
COL 35	Activo	82.43	81.43	1	11.43	1	14.29	0	Aceptable
COL 33	Activo	81.2	80	1	11.43	2	17.14	0	Aceptable
COL 56	Activo	81.2	80	1	11.43	2	17.14	0	Aceptable
COL 45	Activo	77.95	77.14	2	17.14	1	11.43	0	Aceptable
COL 74	Activo	77.95	77.14	2	17.14	1	11.43	0	Aceptable
COL 70	Activo	76.28	74.28	1	11.43	3	28.57	0	Aceptable
COL 67	Activo	75.06	72.85	1	11.43	3	31.43	0	Aceptable
COL 40	Activo	75.06	72.85	1	11.43	3	31.43	0	Aceptable
COL 55	Activo	75.06	72.85	1	11.43	3	31.43	0	Aceptable
COL 27	Activo	74.06	72.86	2	18.57	2	17.14	0	Aceptable
COL 11	Activo	74.06	72.86	2	18.57	2	17.14	0	Aceptable
COL 49	Activo	72.83	71.43	2	18.57	2	20	0	Aceptable
COL 23	Activo	72.83	71.43	2	18.57	2	20	0	Aceptable
COL 37	Activo	71.8	70	2	17.14	2	25.72	0	Aceptable
COL 24	Activo	69.14	67.14	2	18.57	3	28.57	0	Malo
COL 59	Activo	67.92	65.71	2	18.57	3	31.43	0	Malo
COL 38	Activo	67.92	65.71	2	18.57	3	31.43	0	Malo
COL 75	Activo	66.89	64.28	2	17.14	3	37.15	0	Malo
COL 3	Activo	66.89	64.28	2	17.14	3	37.15	0	Malo
COL 44	Activo	66.89	64.28	2	17.14	3	37.15	0	Malo
COL 52	Activo	64.66	62.86	3	24.28	2	25.72	0	Malo

Fuente: Autor.

- **ARENA B**

El resultado muestra como mejor opción al pozo **Col 36**, con una Ponderación final de 81.2% siendo este, el criterio utilizado para el ordenamiento. Para tal puntaje, el programa califica cualitativamente a este pozo como "Aceptable". Se puede observar que éste pozo, con su debido acondicionamiento se le

puede ejecutar cualquiera de los dos tipos de muestreo y obtener una muestra probablemente representativa.

A su vez los pozos **Col 70, Col 67, Col 25, Col 23 y Col 37** cumplen con la mayoría de las especificaciones requeridas para un óptimo muestreo teniendo estos un desempeño global en un rango ente el 71% y el 77%.

Debido a que los alrededores de los pozos no se cuenta con separadores de ninguna clase, se hace necesario, para la implementación y ejecución de la técnica de muestreo, el alquiler de un separador portátil, el cual permita obtener los caudales tanto de la corriente de gas, como la de fluido, a su vez, tener en cuenta para qué clase de estudio se quiere tomar la muestra, qué cantidad, garantizar parámetros de medición en el separador como BSW, GOR, Temperatura, presión, indicadores de niveles, entre otros.

Para estos pozos se aconseja especialmente un buen acondicionamiento del pozo, estabilizando las tasas de gas y aceite, el GOR y garantizando el equilibrio de las fases en el separador para la debida toma de las muestras, para esto se utiliza cualquiera de los procedimientos especificados en la Norma API RP 44 y la Norma GPA 2166-2005 para la recolección de muestras de separador.

- **ARENA C**

El resultado muestra como mejor opción al pozo **Col 35**, con una Ponderación final de 82.43% siendo este, el criterio utilizado para el ordenamiento. Para tal puntaje, el programa califica cualitativamente a éste pozo como “Aceptable”. Le siguen muy de cerca los pozos **Col 33** y **Col 56** da uno con un porcentaje o ponderación final del 81.2%, catalogándolos así como una muy buena opción para tomar las muestras de fluido y recombinarlas posteriormente.

A su vez los pozos **Col 45, Col 74, Col 70, Col 67, Col 40, Col 55, Col 27, Col 11, Col 49, Col 23 y Col 37**, cumplen con la mayoría de las especificaciones requeridas para un óptimo muestreo teniendo estos un desempeño global en un rango ente el 71% y el 78%.

Cabe mencionar que para este tipo de muestreo la incertidumbre en la mayoría de los casos (a excepción de uno) tomó el valor de cero (0) gracias a que estos datos sí pudieron ser encontrados o supuestos con mayor facilidad.

En base en lo anterior, se concluye que una muestra de 30 y 38 pozos para las arenas B y C, respectivamente, aseguran una confiabilidad del 95% con un error aceptable del 5% en los resultados a la hora de muestrear un pozo, pero debido a la falta de información y a las condiciones en que se encuentran los pozos y el yacimiento en general, sólo fue posible escoger un pozo por arena para la implementación del muestreo de fondo, el Col 36 y el Col 11 para la arena B y C respectivamente, dando a entender que no se puede generalizar las propiedades del fluido a todo el campo, si no se hablará de la zona en particular, cabe resaltar también, que para la implementación de dicho programa los pozos deben acondicionarse previamente para así poder obtener una muestra representativa de la zona a estudio.

Caso contrario ocurrió a la hora de elegir los pozos para el muestreo de superficie, en el cual se obtuvieron 6 muestras válidas de la arena B y 14 muestras de la arena C para la implementación de dicha operación, esto hace inferir que no se puede generalizar al campo, las propiedades de dicho fluidos sino a ciertas zonas en las cuales ciertos pozos pertenezcan a la misma zona, bloque y compartan a su vez similitud con propiedades de yacimiento como la presión y la temperatura.

## CONCLUSIONES.

- La implementación de la metodología de selección de pozos para un programa de muestreo es de gran importancia en cualquier campo petrolero, especialmente en los que se desea conocer el comportamiento del fluido que están produciendo, como es el caso de Campo Colorado, ya que, si se posee tal información se pueden implementar estrategias que mejoren progresivamente la producción de dicho campo, entre otras operaciones en pro de la investigación, conocimiento y explotación del mismo.
- Debido al entorno competitivo en el que se encuentra la industria petrolera es indispensable la utilización de métodos que ayuden a decidir sobre elecciones concretas en búsqueda de la mejora eficiente del campo, como lo es la caracterización integral de los fluidos producidos; es por esto que se empleó el Proceso Analítico Jerárquico que permitió analizar la contribución que cada variable, previamente seleccionada como influyente a la hora de elegir el pozo adecuado para muestrear, tenía respecto al objetivo general, en este caso la ejecución un programa de muestreo de hidrocarburos.
- Se puede concluir que existen 10 variables determinantes distribuidas en cada uno de los cuatro parámetros establecidos de importancia para realizar la selección del o los pozos aptos para el muestreo, a su vez que hay 7 variables limitantes y sólo 3 complementarias, dando a entender que el procedimiento efectivamente es complejo y limitado en escenarios propios o aptos para poder realizar dicha operación, así que, se recomienda tener gran precaución y cautela a la hora de realizar el paso a paso de la intervención (selección de los pozos y muestreo) para así tener garantía de que la muestra que se obtendrá será representativa y conservará en gran

magnitud las características del fluido que se encuentra confinado en el yacimiento.

- La implementación de la herramienta software “WELLS4SAMPLING” es una excelente opción de orientación cuando se desea conocer cuáles son los pozos aptos para un muestreo, ya sea de fondo o de superficie, permitiendo saber de manera sencilla y ágil no sólo los pozos aptos para el muestreo sino el tamaño de la muestra para que el análisis sea representativo y así poder generalizar los resultados a una subpoblación determinada.
- Su metodología flexible, hace de la herramienta Software “WELLS4SAMPLING” una forma atractiva de evaluar un campo ya que no obliga al usuario a poseer y/o ingresar la totalidad de los datos, sabiendo que algunos en ocasiones son complicados de conseguir.
- Variables como la presión de fondo, la presión de burbuja, el GOR y el caudal de producción deben ser calculadas meticulosamente, de manera que no se subestimen ciertas propiedades y se escojan pozos que no sean aptos para el muestreo o se descarte algunos que si lo son.
- Luego de implementar la herramienta software “WELLS4SAMPLING” en el Campo Colorado, se seleccionaron 2 pozos para ejecutar el muestreo de fondo, 1 pozo por cada arena (B y C), estos son el Col 36 y el Col 11 respectivamente y para la realización del muestreo de superficie, 6 y 14 pozos para las arenas B y C respectivamente, estos son: para la arena B el Col 36, Col 70, Col 67, Col 25, Col 23 y Col 37 y para la arena C el Col 35, Col 33, Col 56, Col 45, Col 74, Col 70, Col 67, Col 40, Col 55, Col 27, Col 11, Col 49, Col 23 y Col 37,.

## RECOMENDACIONES.

- Se debe tener una base de datos robusta para la implementación y análisis de la herramienta software, ya que cualquier dato que sea supuesto de manera errónea, hará que los resultados al final sean de la misma manera. También se recomienda alimentar la base de datos que se tiene del Campo Escuela con datos e información de todos los entornos (yacimientos, producción, fluidos, etc) con el fin de convertir dicho banco de datos (files) en una base de datos dinámica donde la información que esté almacenada se modifique a través del tiempo, permitiendo así actualización adición y cómoda consulta de los datos.
- Es necesaria la actualización de las pruebas de presión y PVT's de una cantidad representativa de los pozos del Campo para así reducir la incertidumbre a la hora de realizar cualquier análisis de las zonas y los fluidos que estas almacenan.
- Se recomienda implementar la herramienta "WELLS4SAMPLING" en otro campo en el cual se hayan escogido pozos para así validar dicha herramienta, y según los resultados ir la adecuando y mejorando.
- Es necesario seguir la investigación acerca de las variables que influyen a la hora de seleccionar pozos para muestreo para ir moldeando, actualizando y mejorando la herramienta software y así poder dar resultados más verídicos y optimistas al seleccionar los pozos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

### ARTÍCULOS

- CANTONI, Nélica. Técnicas de muestreo y determinación del tamaño de la muestra en investigación cuantitativa. Revista Argentina de Humanidades y Ciencias Sociales. Vol. 7 No. 2. 2009.
- BON, J. y SARMA, H.K. Reservoir Fluid Sampling Revisited - A Practical Perspective. SPE 101037. University of Adelaide, Australia. 2006.
- AYAN, Cosan, CORRE, Pierre-Yves, FIRINU, Mauro *et al.* New Dimensions in Wireline Formation Testing. Oilfield Review. Primavera de 2013. p. 32 – 41.
- WEI, Bao, FARAG, Sherif, JOSHI, Sammer y YONG, Yang. Taking Samples Throught Casing. Middle East & Asia Reservoir Review. 2006. p. 36-49.
- BURGESS, Keith; FIELDS, Troy; HARRIGAN, Ed *et al.* Pruebas de formación y obtención de muestras de fluidos a través del revestimiento. Oilfield Review. (Verano de 2002). p. 51-63.
- AKKURT, Ridvan; BOWCOCK, Martin; DAVIES, John *et al.* Muestreo guiado y análisis de fluidos en el fondo del pozo. Oilfield Review. (Primavera del 2007). p. 4 – 21.
- DAVIES, Tara; KENNEDY, Ray; DONG, Chengli *et al.* Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos. Oilfield Review. (Invierno de 2007/2008). p. 60-75.
- AKBARZADEH Kamran; HAMMAMI, Ahmed; KHARRAT, Abdel *et al.* Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial, Oilfield Review 19, No. 2 (Otoño de 2007). p. 24–47.
- LONG-FAR, Hwang y LELLIS, Peter. Bright Spots Related to High GOR Oil Reservoir in Green Canyon. Conoco Inc. p. 761-763.

- FALCÓN, Odalys; PETERSSON, Maritza *et al.* Measuring the quality of the internal customer in a hotel facility. Universidad de Matanzas, Cuba. Enero - Abril de 2012. Vol. XXXIII. No 1. p. 13-18.
- MORENO, José. El Proceso Analítico Jerárquico (AHP). Fundamentos, Metodología y Aplicaciones. Universidad de Zaragoza, España. Departamento de Métodos Estadísticos. Facultad de económicas. 1996.
- SAATY, Thomas. Decision making with the analytic hierarchy process. University of Pittsburgh. Int. J. Services Sciences, Vol. 1, No 1, 2008. p. 83 - 98.
- BERUMEN, Sergio y LLAMAZARES, Francisco. La utilidad de los métodos de decisión multicriterio (como el AHP) en un entorno de competitividad creciente. Cuad. Adm. Vol. 20, No. 34. Bogotá. Julio/Diciembre 2007.

## **TESIS DE GRADO**

- BOLAÑO, Janio, MIGUEL, Juliana. Desarrollo de una metodología para la selección de fluidos de acidificación matricial de areniscas. Trabajo de grado Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.
- TOLOZA, Silvia. Identificación de los factores geológicos que afectan las características geoquímicas de los crudos del Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología, 2009.
- ACOSTA, Javier, BLANCO, Christian. Evaluación de las metodologías utilizadas para el análisis de la compartimentalización en yacimientos de petróleo. Aplicación Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.
- ARAMENDIZ, José, VELASQUEZ, Miguel. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación Campo Colorado. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad

Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

- CRISTANCHO, Diana, HOYOS, Jorge. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.
- MUÑOZ, Álvaro, TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007.

## **LIBROS Y DOCUMENTOS**

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Sampling Petroleum Reservoir Fluids; API Recommended Practice 44; 2 ed. Abril 2003.
- PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009. p. 64.
- MCCAIN, W.D. Jf. The Properties of Petroleum Fluids, Second edition, PennWell Books, Tulsa (1989).
- SAATY, Thomas. Multicriteria decision making: The analytic hierarchy process. New York: McGraw Hill. 1980.
- FRÍAS, Roberto. Herramientas de Apoyo a la Solución de Problemas no Estructurados en Empresas Turísticas (HASPNET). Matanzas, Cuba. Ed. Universitaria. 2008.
- PÉREZ, César. Técnicas de muestreo estadístico: Teoría, práctica y aplicaciones informáticas. Madrid. Ed. Alfaomega. 1999.
- CHOHRAN, William. Técnicas de muestreo. Harvard University. México D.F. Ed. Continental S.A. 1971.

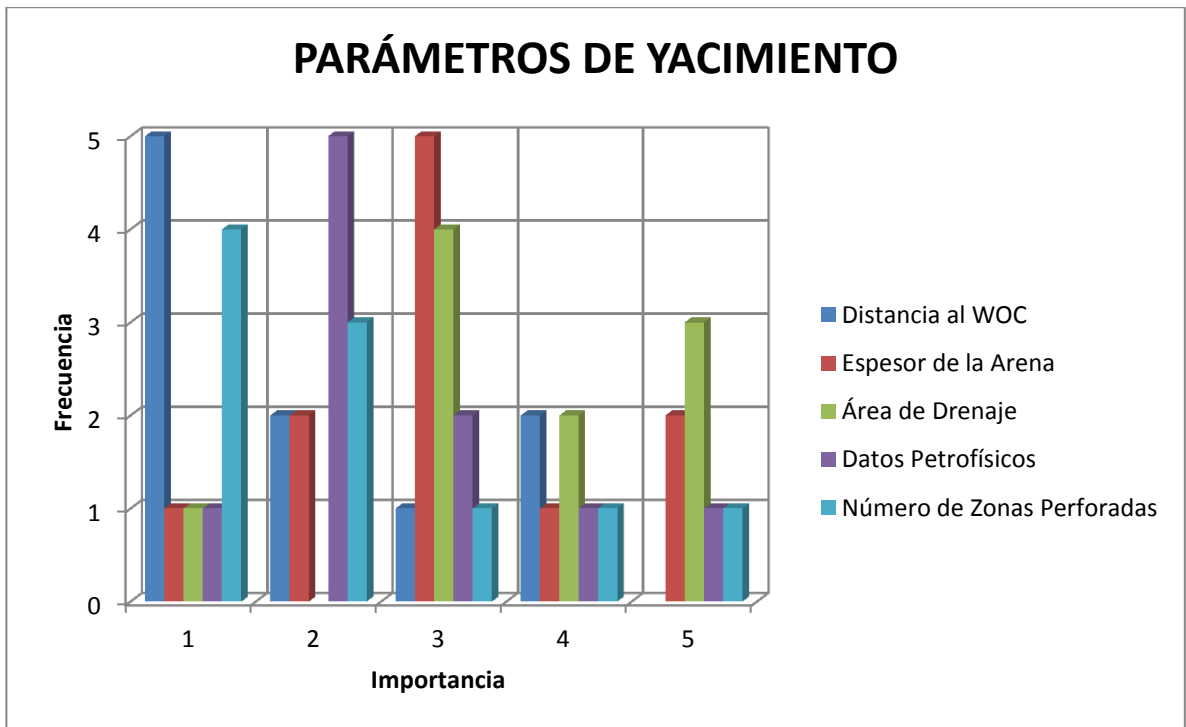
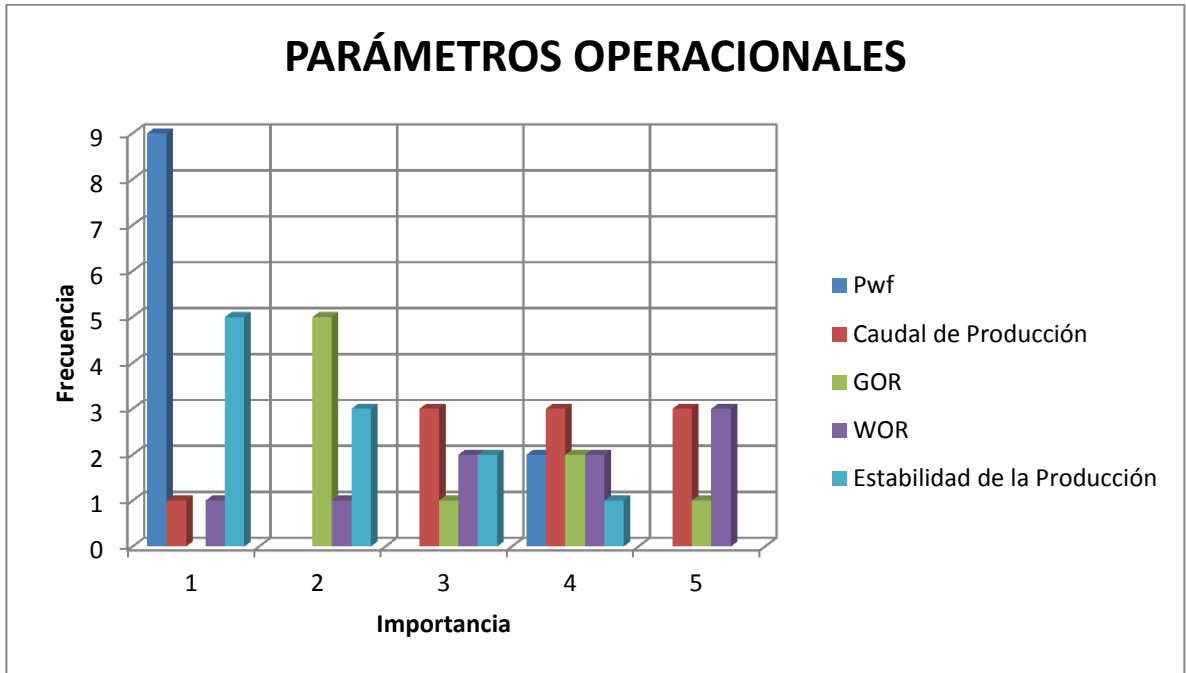
- Informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de recobro. ECOPETROL S.A, El Centro – Barrancabermeja. Diciembre, 2003.

## DOCUMENTOS ELECTRÓNICOS

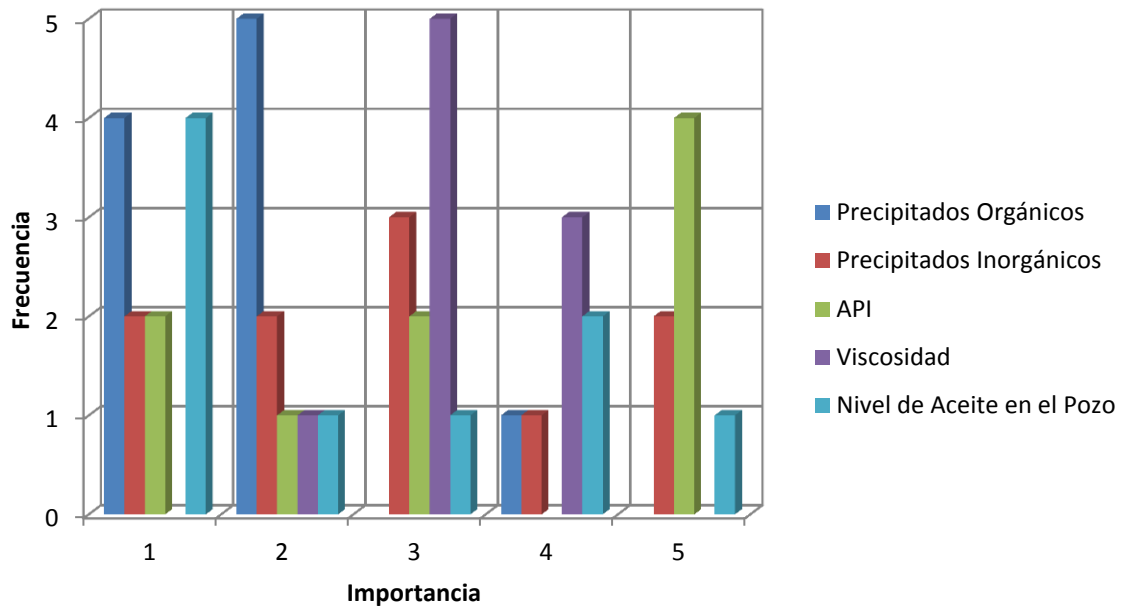
- SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [en línea]. Actualizada: 1 de Julio de 2013. [Fecha de consulta: 1 de Julio de 2013]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api\\_gravity.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api_gravity.aspx).
- VEGA, Vladimir; SÁNCHEZ, Belkis; DENIS, Teresa *et al.* Aplicación del Proceso Analítico Jerárquico a un caso de gestión de alimentos en el adulto mayor [en línea]. Matanzas, Cuba: Teresa Denis Pérez. Junio de 2009. [Fecha de consulta: 20 de Junio de 2013]. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos71/gestion-alimentos-adulto-mayor/gestion-alimentos-adulto-mayor.shtml>.
- MCLEAN, Euan. <Euan.McLean@proserv.com>. Information about the sampling tool MARK II PROSERV PDS-SPPS [en línea]. 13 de Junio de 2012. Enviado a <jact\_uk@hotmail.com> [Consulta: 13 de Junio de 2012].

## ANEXOS.

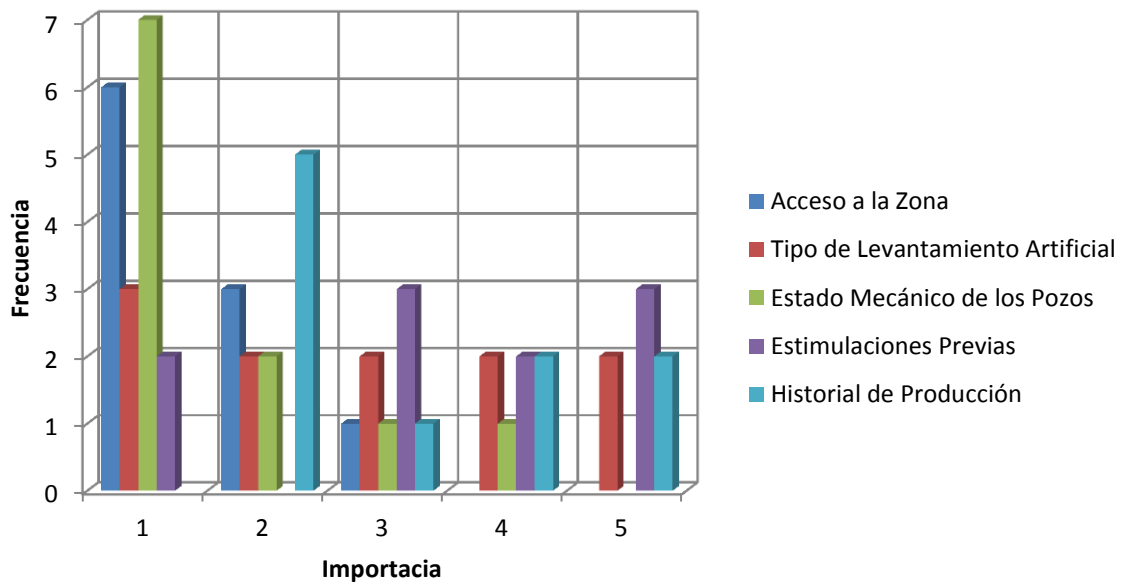
**Anexo A.** Diagrama de barras – Importancia de las variables según los parámetros.



## PARÁMETROS DE FLUIDOS

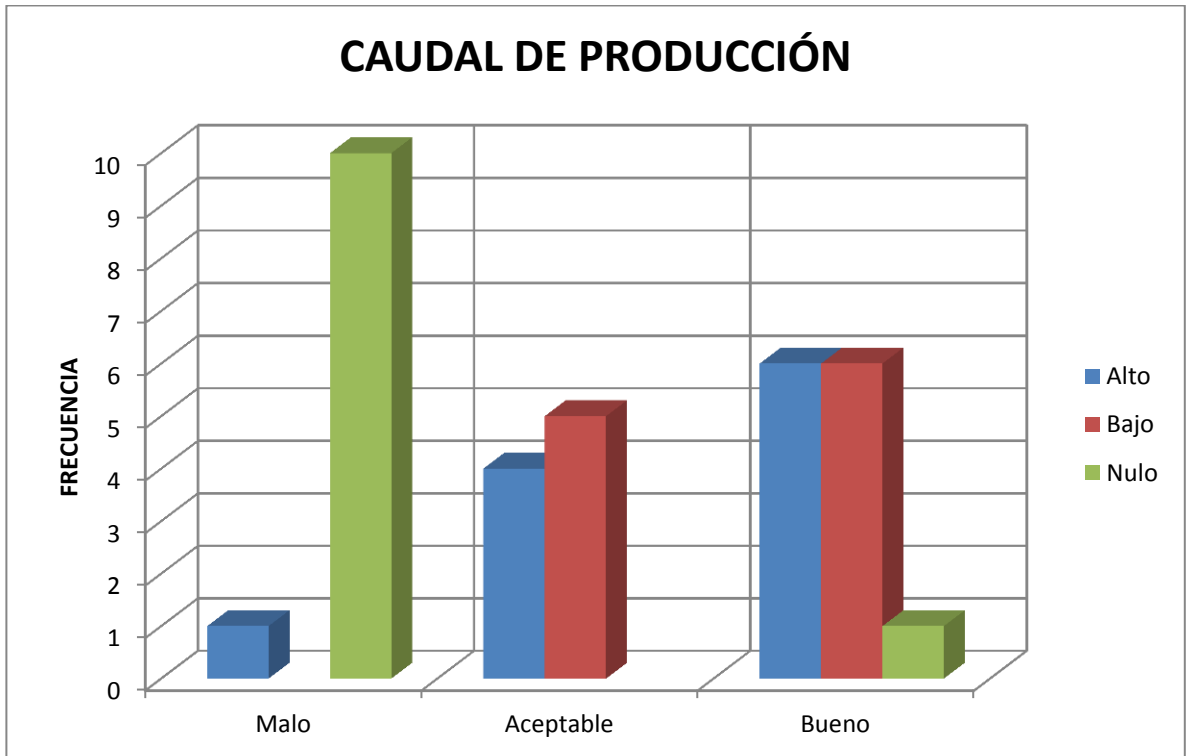
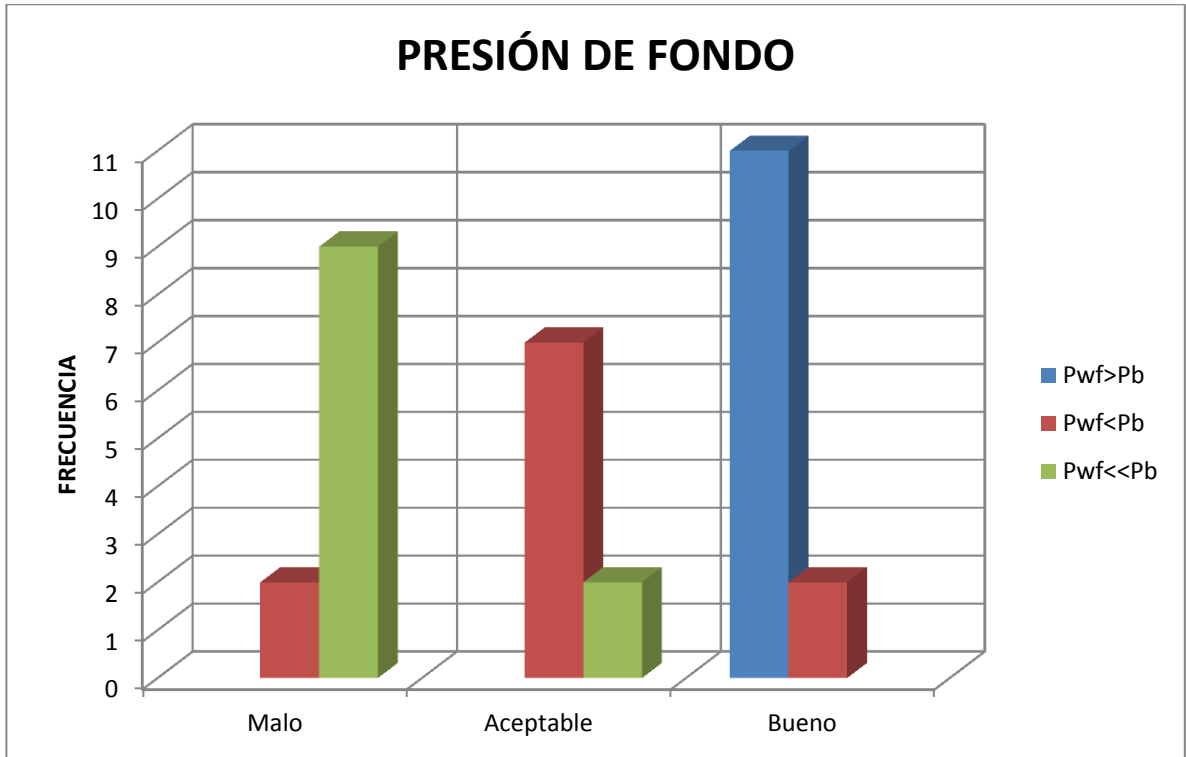


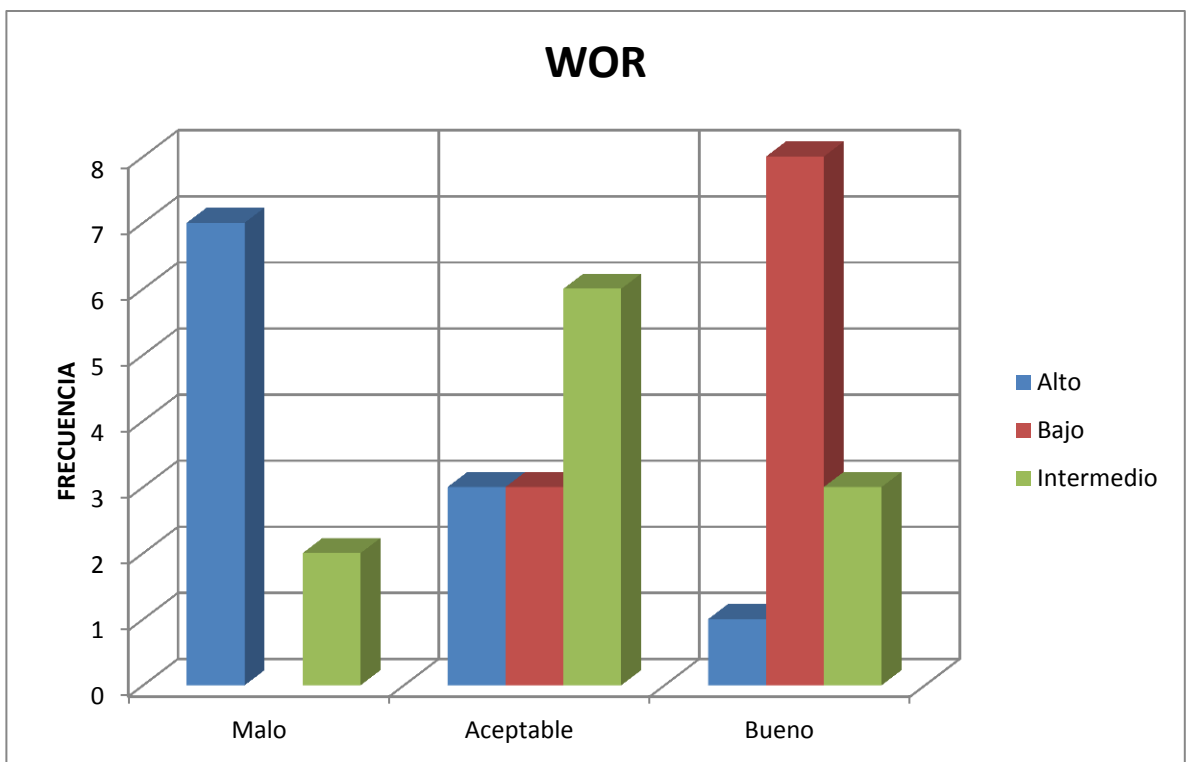
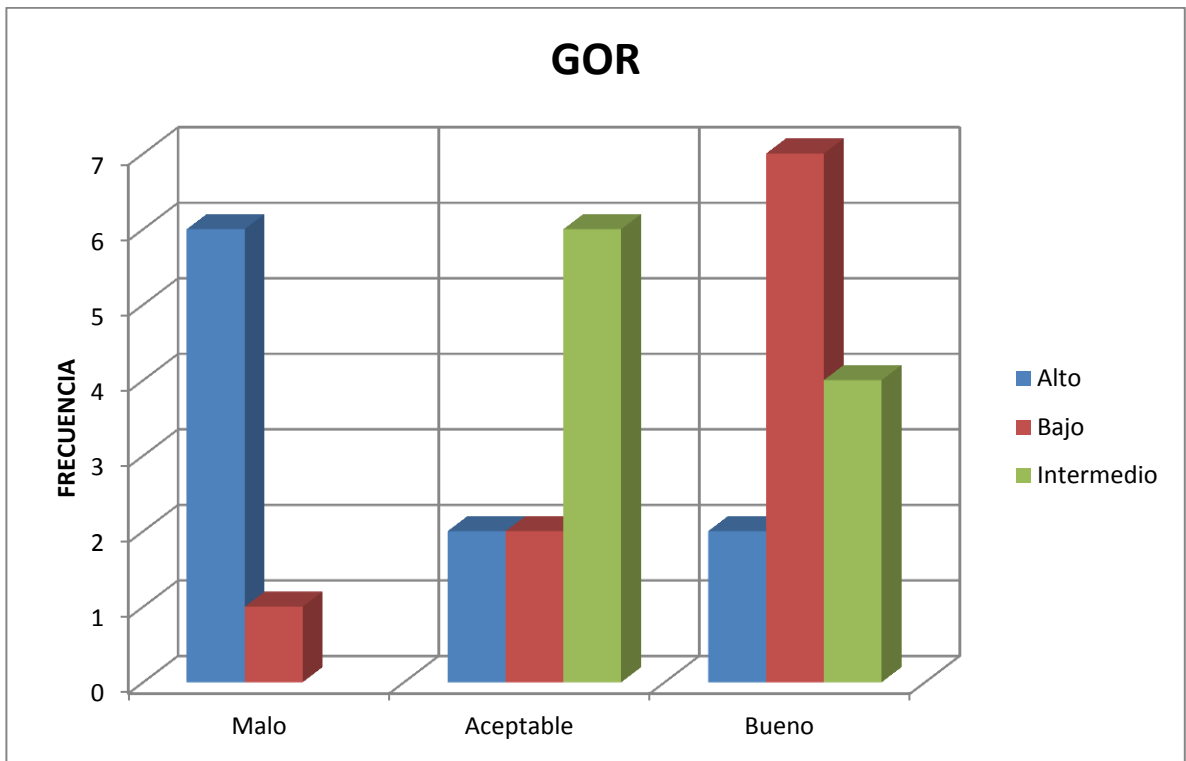
## PARÁMETROS LOGÍSTICOS

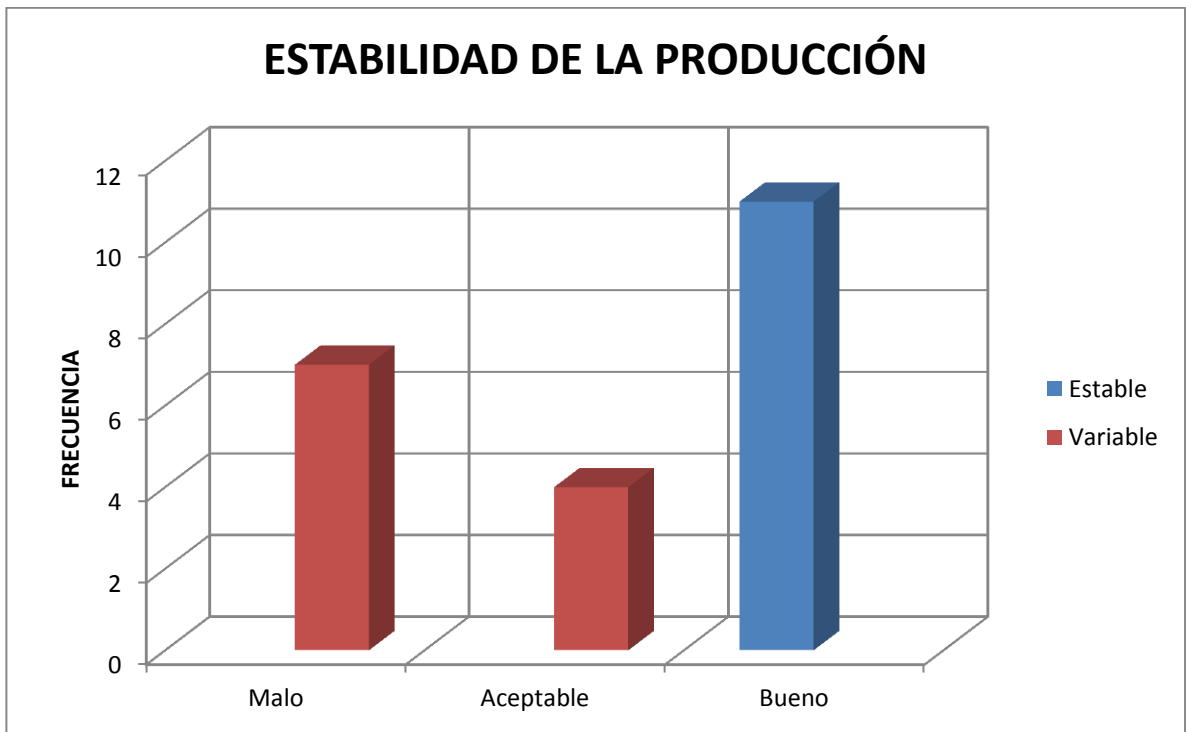


Fuente: Autor.

Anexo B. Escenarios de muestreo – Parámetros Operacionales.

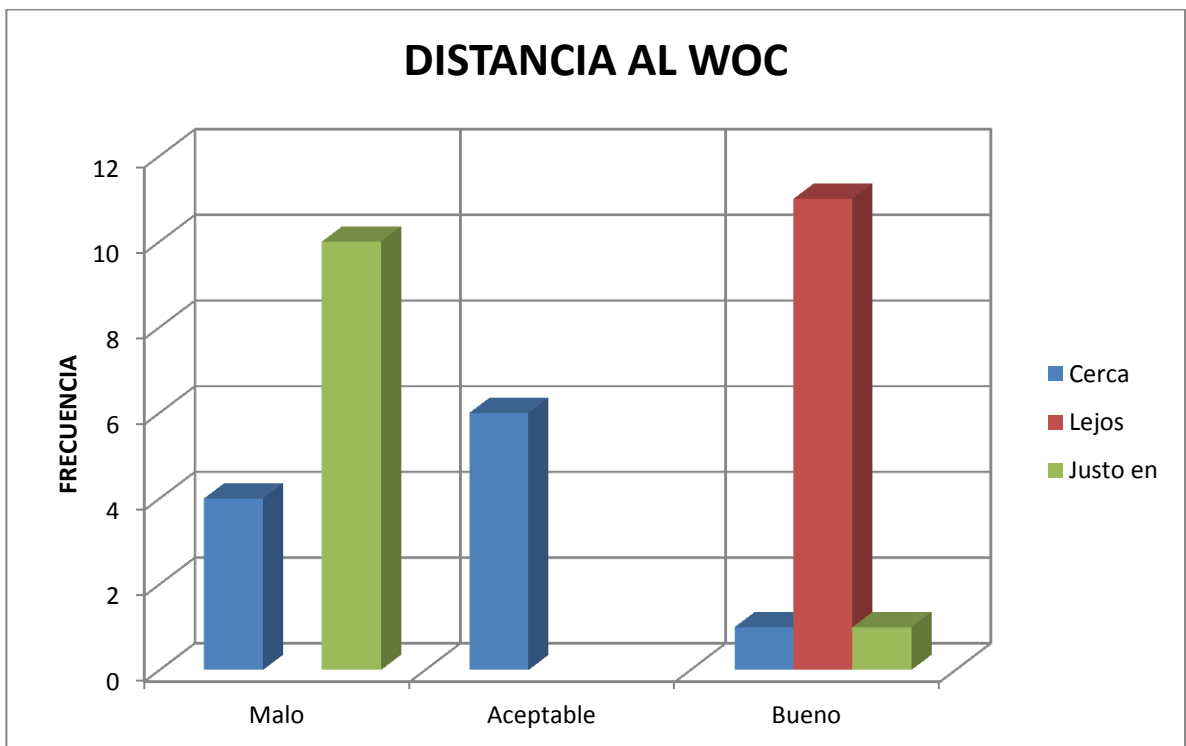




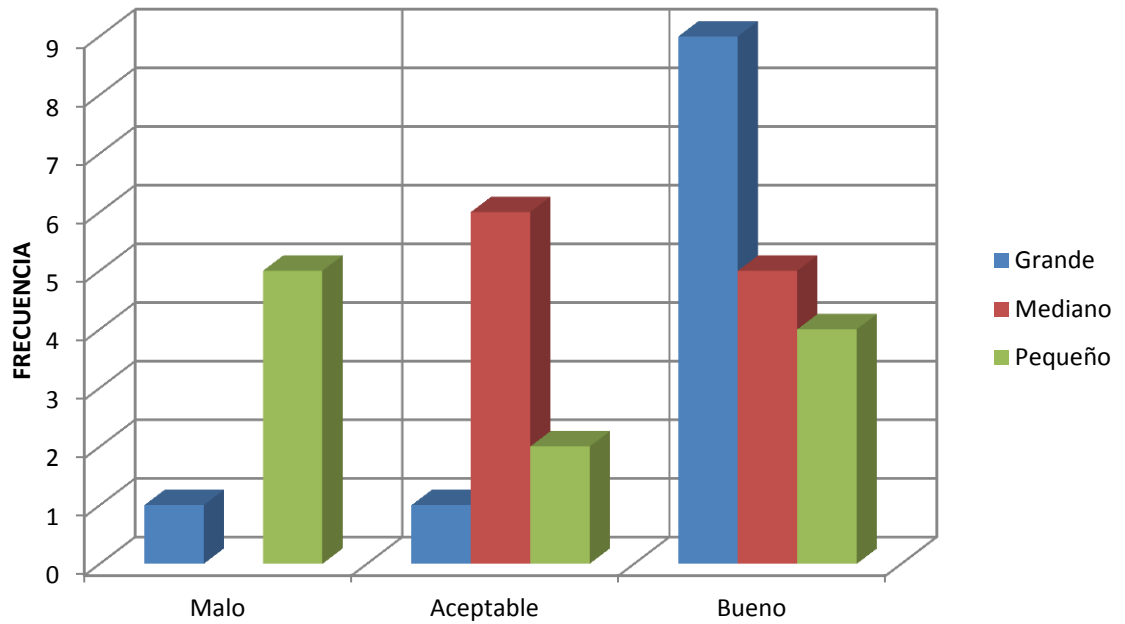


Fuente: Autor.

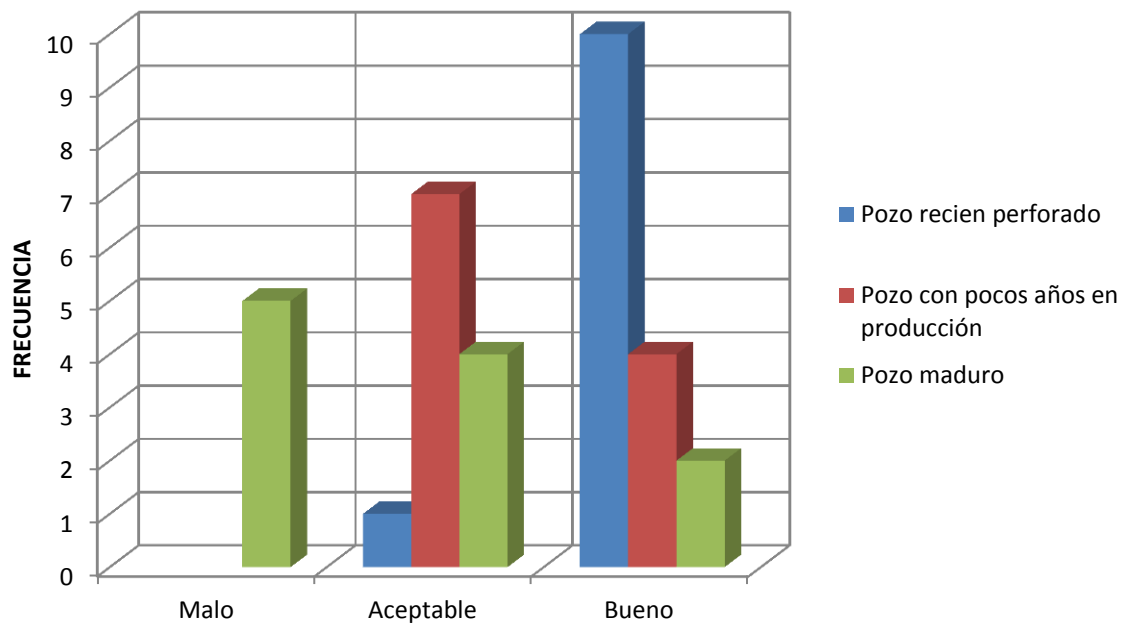
### Anexo C. Escenarios de muestreo – Parámetros de Yacimiento.

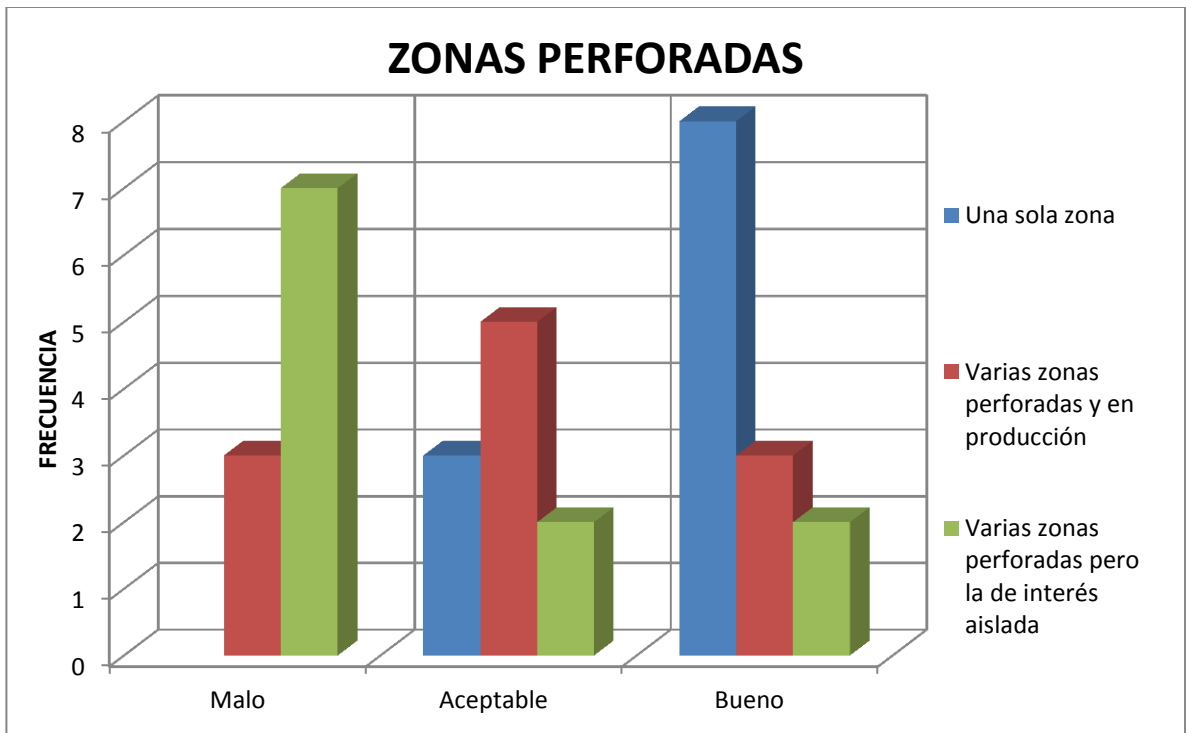
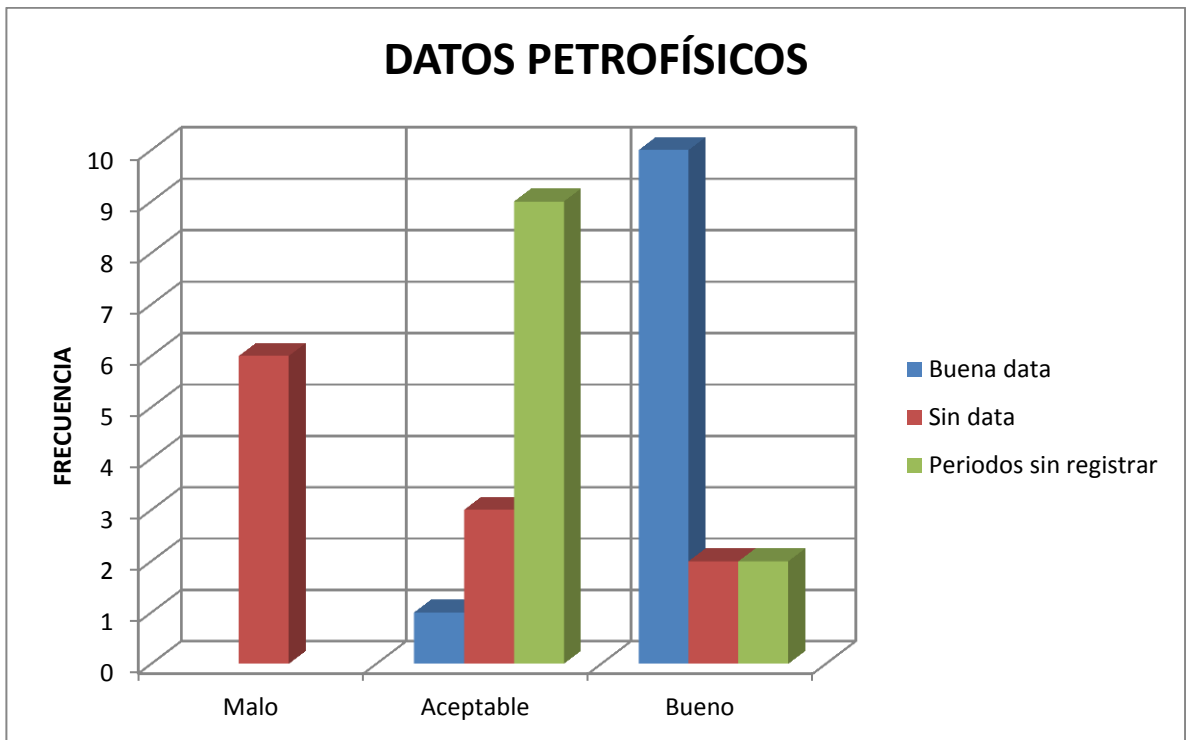


## ESPESOR DE LA ARENA



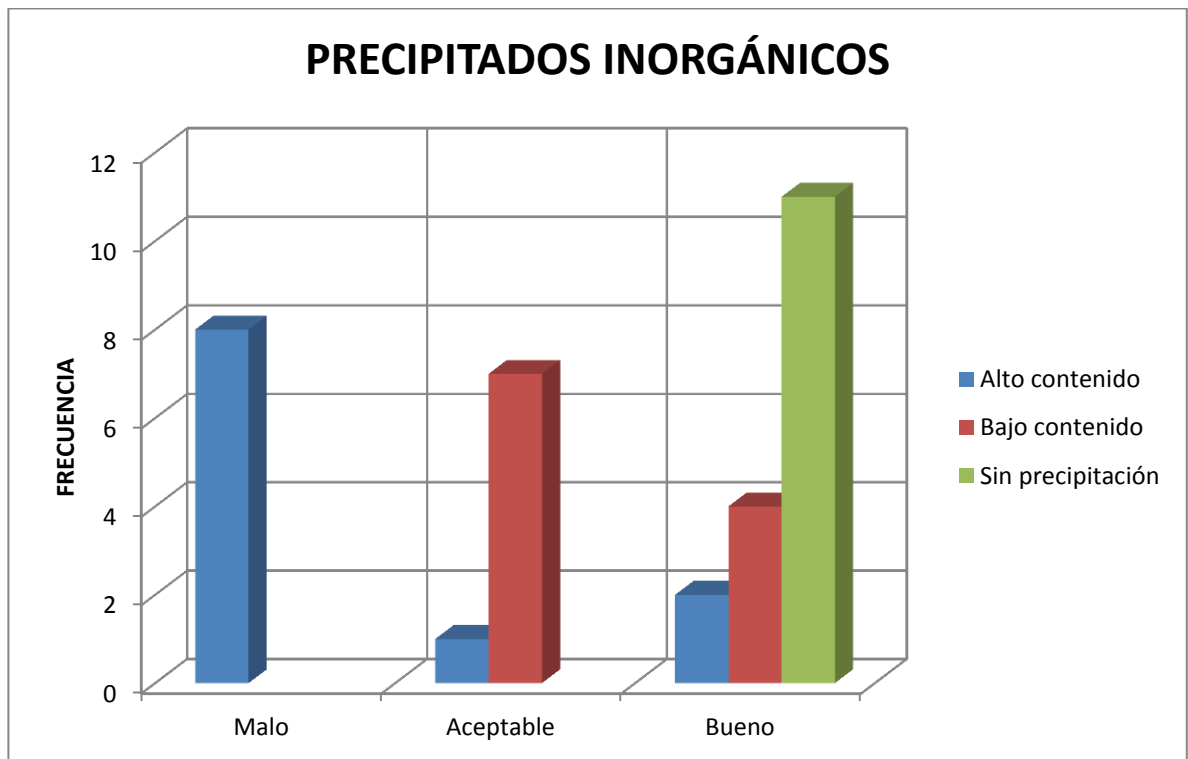
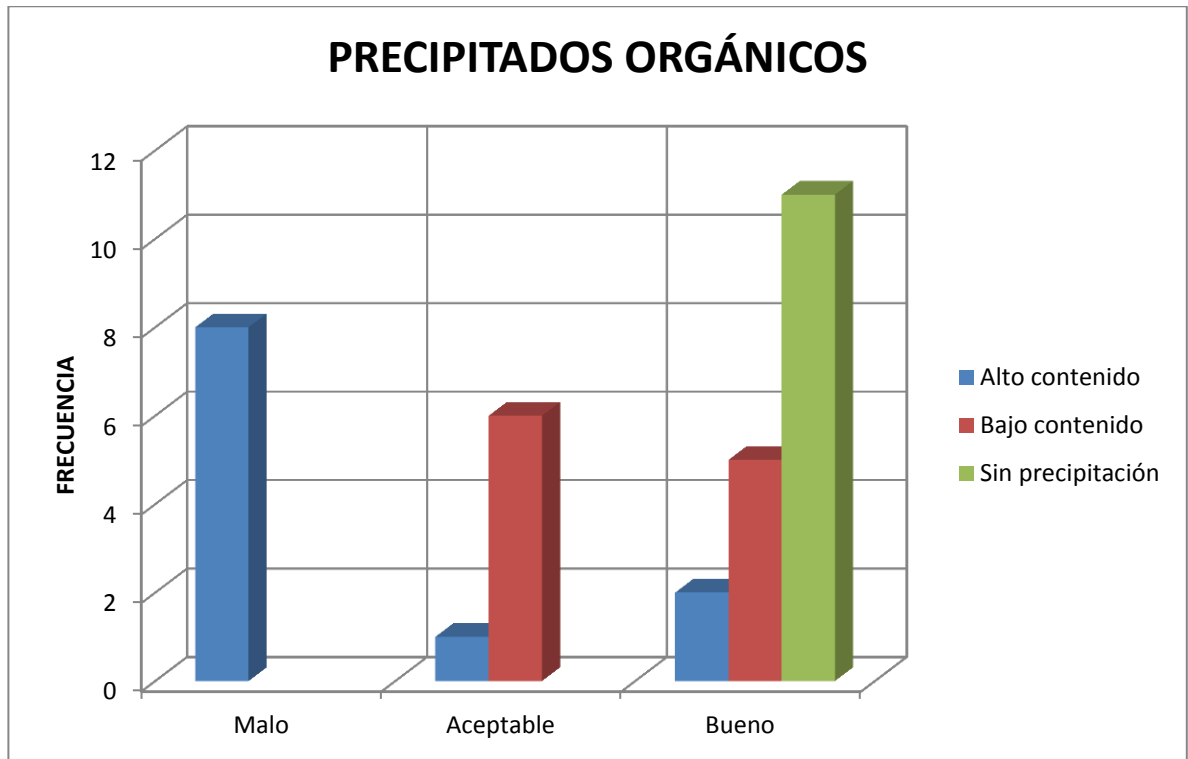
## AREA DE DRENAJE

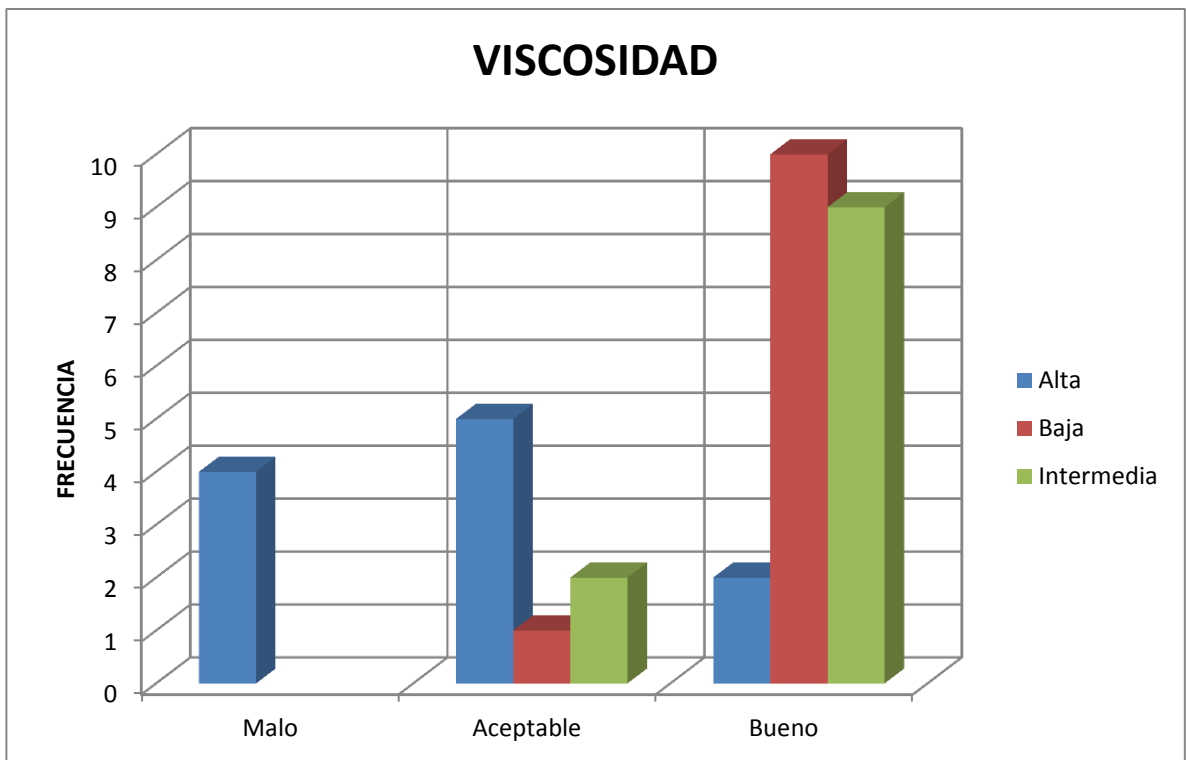
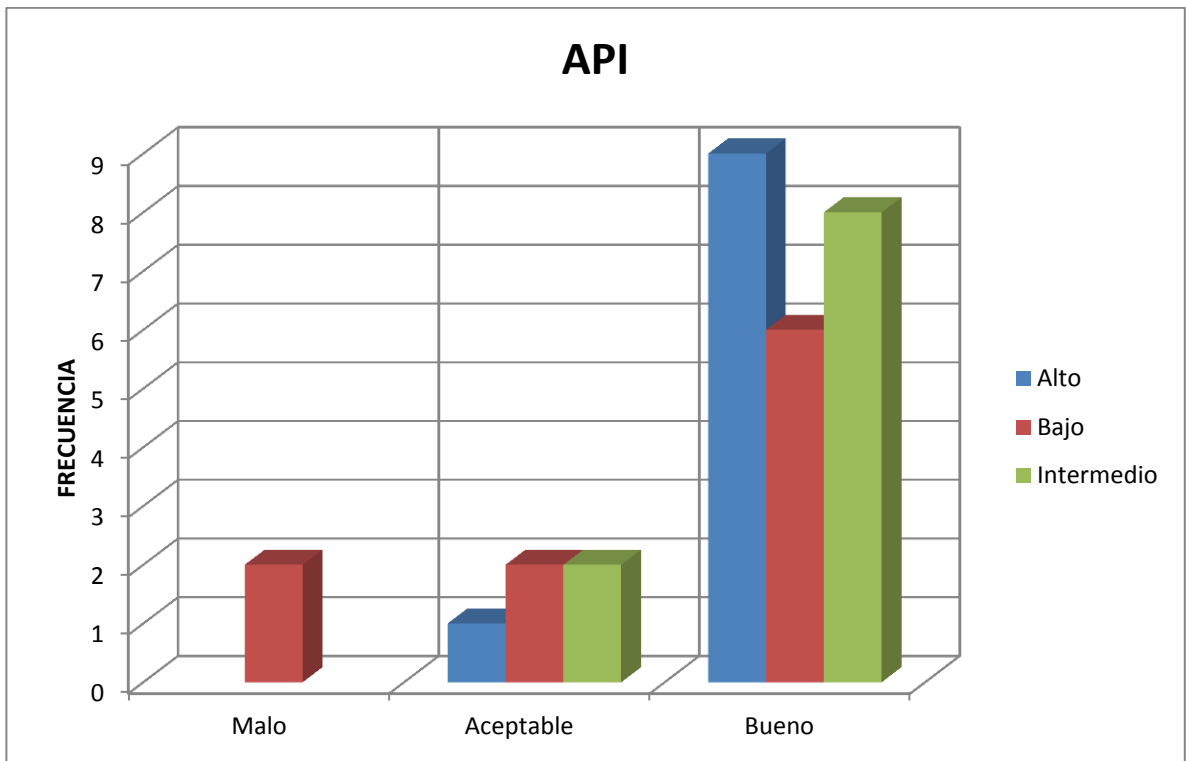


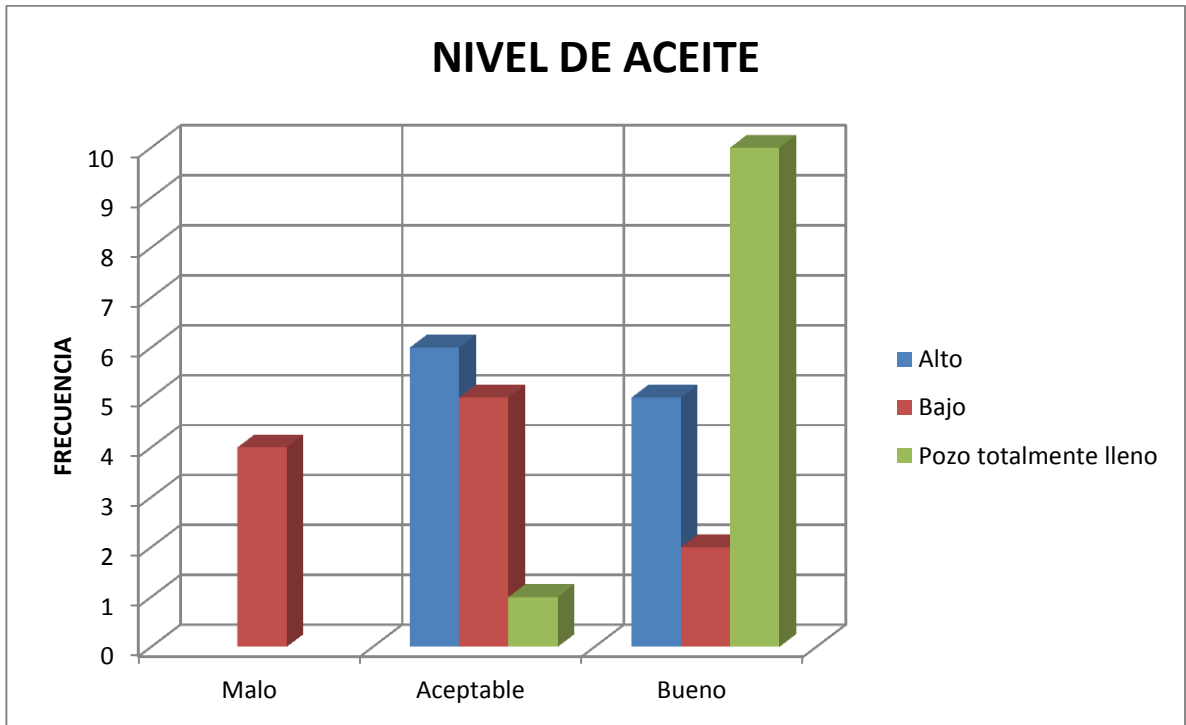


Fuente: Autor.

Anexo D. Escenarios de muestreo – Parámetros de Fluidos.

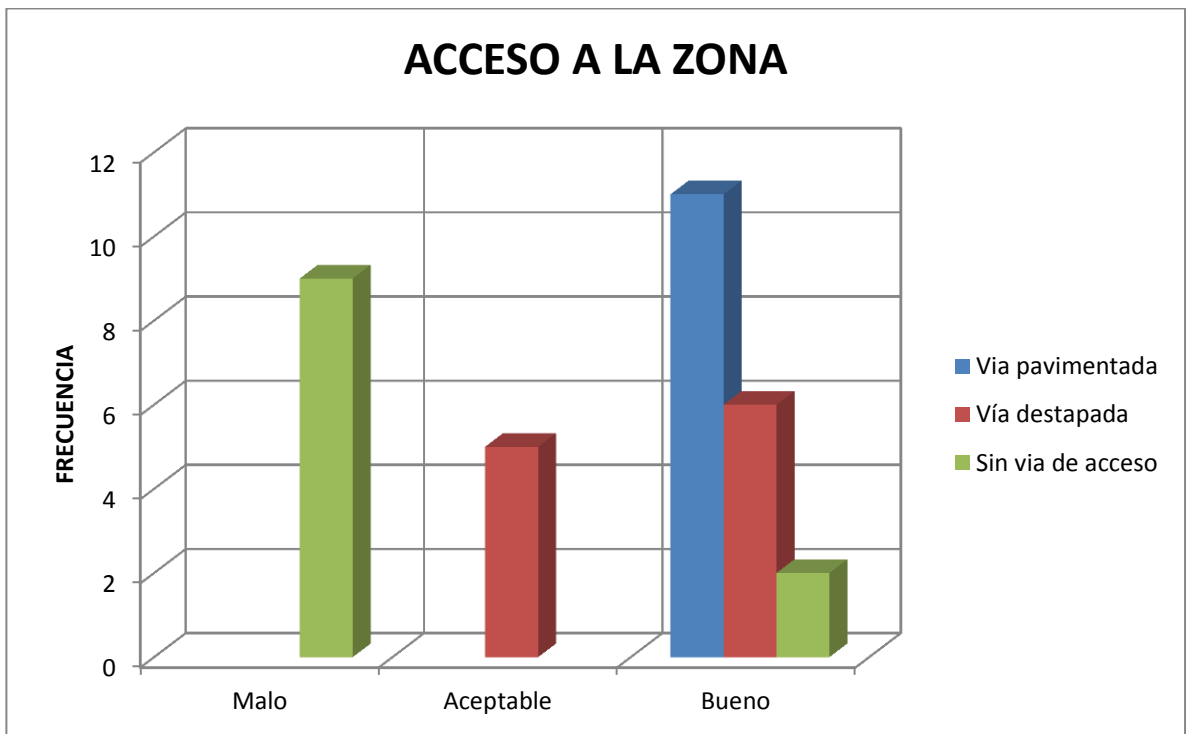




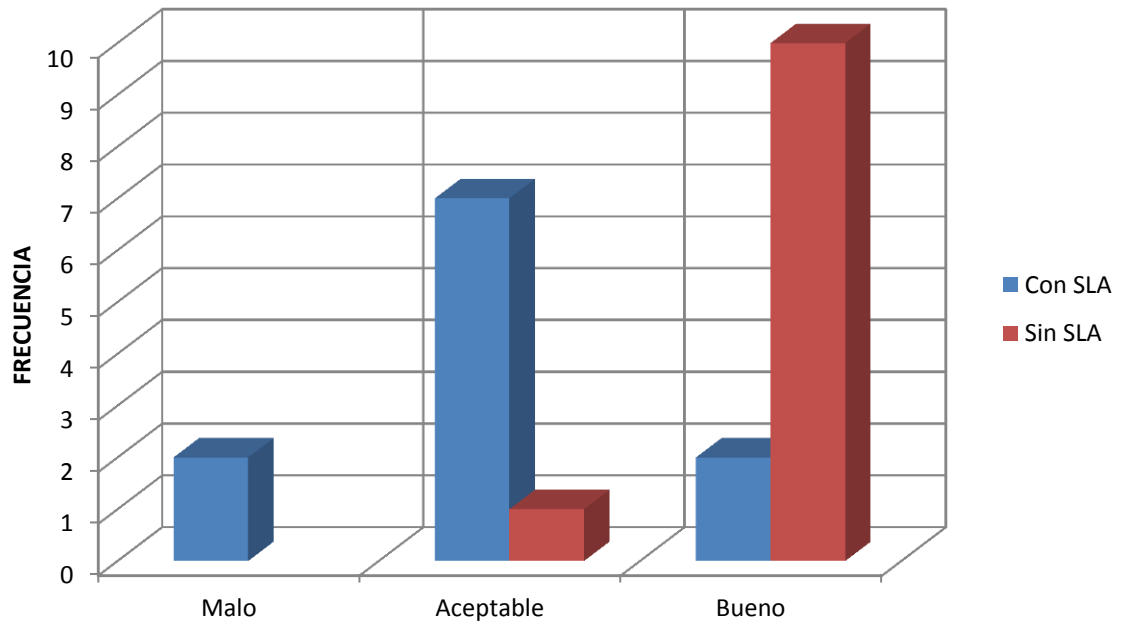


Fuente: Autor.

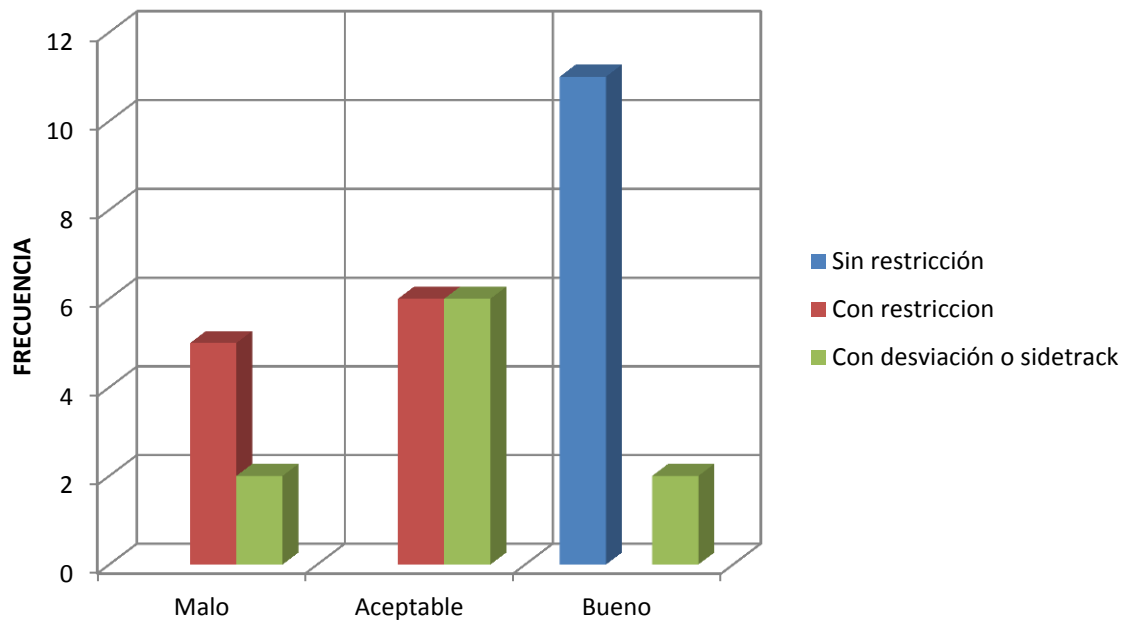
### Anexo E. Escenarios de muestreo – Parámetros Logísticos.



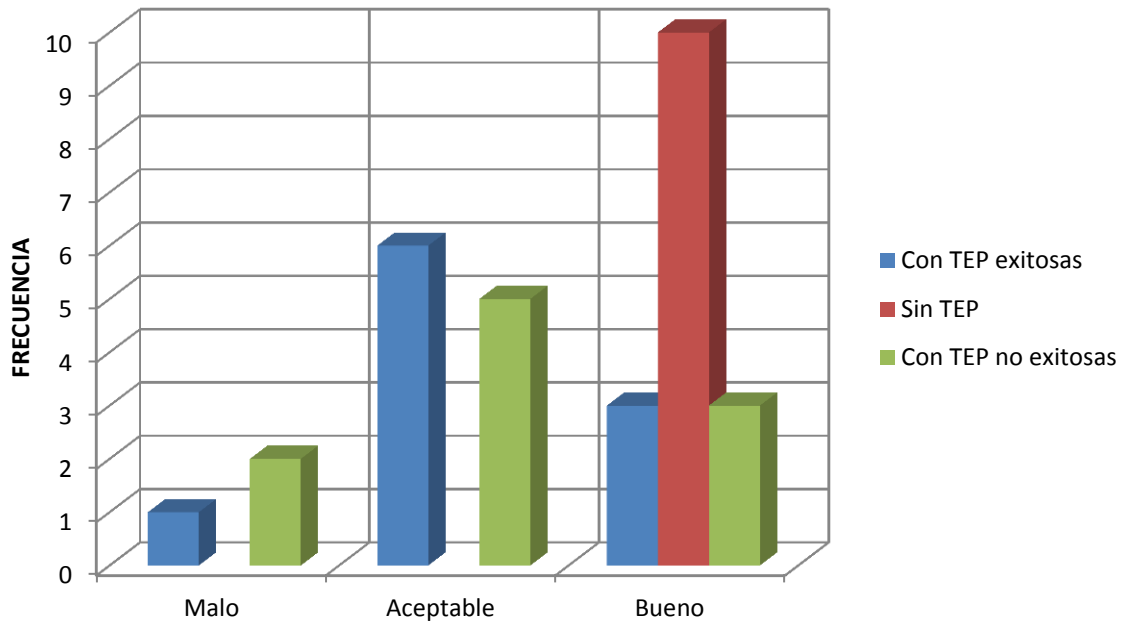
## TIPO DE LEVANTAMIENTO



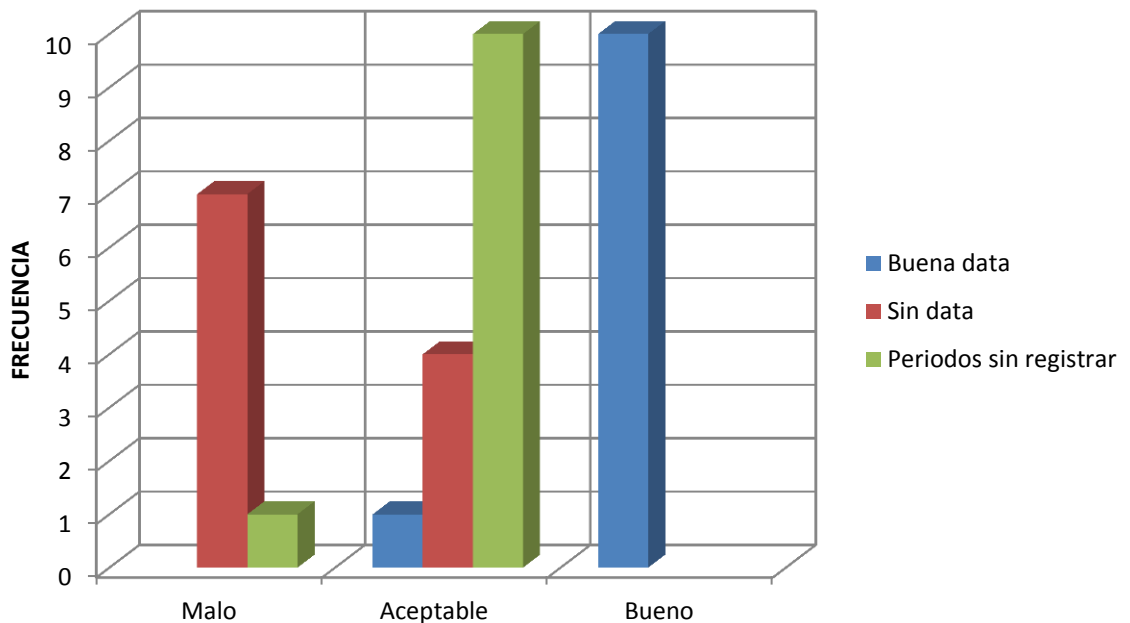
## ESTADO MECÁNICO



## ESTIMULACIONES PREVIAS



## HISTORIAL DE PRODUCCIÓN



Fuente: Autor.

## Anexo F. Datos de los pozos de Campo Colorado

### Muestreo de Fondo.

	A	B	C	E	F	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	
	POZO	BOLQUE	ARENA PROD.	BHP	CAUDAL	GOR	EST. PROD.	VOC	H ARENA	REA DRE	PETROF	INAS PEH	ORG	INORG	API	VISC	NIVEL ACEITE	ACCESO	SLA	EST. MEC.	ST. PRE	ST. PRODUCT.	
1	Col 3	3	CD	MM	Alto	Bajo	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo *	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
2	Col 11	2	C	MOI	Bajo	Alto	Estable/Intermitente	Lejos	Grande	Maduro	Algo	1	Alta	Alta	Baja	Baja	Alta	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
3	Col 12	2	DE	-	Nulo	Alto	-	Lejos	Grande	Maduro	No	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Completamente llen	Si	No	Bomba de Fondi	Si	Algo	
4	Col 16	1	BC	MM	-	Alto	-	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Completamente llen	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
5	Col 21	1	B	MM	-	Alto	-	Lejos	Grande	Maduro	Algo	1	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo *	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
6	Col 23	1	BC	MM	Alto	Bajo	Estable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Alto *	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
7	Col 24	1	C	MM	Bajo	Alto	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	1	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo *	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
8	Col 25	1	B	MM	Bajo	Alto	Estable	Lejos	Grande	Maduro	No	1	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
9	Col 27	1	C	MM	Bajo	Medio	Estable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	1	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
10	Col 31	2	BC	MM	Bajo	Medio	Variable/Intermitente	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
11	Col 33	3	CE	MM	Bajo	Bajo	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	1	Alta	Alta	Baja	Baja	Alto *	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
12	Col 34	4	BC	MM	Nulo	Bajo	-	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo *	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
13	Col 35	2	CE	MM	Bajo	Bajo	Estable*	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
14	Col 36	5	B	MM	Alto	Bajo	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	1	Alta	Alta	Baja	Baja	Alta	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
15	Col 37	6	BCE	MM	Bajo	Bajo	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Completa	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Alto	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
16	Col 38	1	BC	MM	-	Bajo	Variable*	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Alto *	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
17	Col 39	5	ABC	MM	-	Bajo	-	Lejos	Grande	Maduro	Completa	3	Alta	Alta	Baja	Baja	Alto	Si	No	Bomba de Fondi	Si	Algo	
18	Col 40	4	CE	MM	Alto	Bajo	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Completa	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
19	Col 42	4	BC	MM	-	Medio	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
20	Col 44	2	CE	MM	Bajo	Alto	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
21	Col 45	4	C	MM	Alto	Bajo	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	1	Alta	Alta	Baja	Baja	Alto	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
22	Col 49	6	CD	MOI	Alto	Bajo	Estable	Lejos	Grande	Maduro	Completa	2	Alta	Alta	Baja	Baja	NO APLICA	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
23	Col 52	2	CE	MM	Alto	Bajo	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	3	Alta	Alta	Baja	Baja	Alto *	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
24	Col 53	2	CDE	MM	Nulo	Alto	-	Lejos	Grande	Maduro	Algo	3	Alta	Alta	Baja	Baja	Alto	-	-	-	-	No	Algo
25	Col 55	5	BC	MM	Alto	Bajo	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Alto	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
26	Col 56	5	C	MM	Bajo	Bajo	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	1	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
27	Col 57	6	CD	MOI	Nulo	Alto	-	Lejos	Grande	Maduro	Completa	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Completamente llen	No	No	-	-	No	Algo
28	Col 58	5	BCD	MM	-	Alto	Variable	Lejos	Grande	Maduro	No	3	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
29	Col 59	4	BC	MM	Alto	Bajo	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Alto	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
30	Col 64	2	B	MM	Nulo	Alto	-	Lejos	Grande	Maduro	No	1	Alta	Alta	Baja	Baja	NO APLICA	-	-	Bomba de Fondi	No	Algo	
31	Col 67	4	BC	MM	Alto	Bajo	Variable	Lejos	Grande	Maduro	No	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Alto *	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
32	Col 69	3	BC	MOI	-	Alto	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
33	Col 70	2	C	MM	Bajo	Medio	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	1	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
34	Col 74	5	C	MM	Alto	Bajo	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	1	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
35	Col 75	5	CD	MM	Bajo	Alto	Variable	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
36	Col 76	2	CD	MM	Bajo	Alto	Estable/Intermitente	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
37	Col 76	2	CD	MM	Bajo	Alto	Estable/Intermitente	Lejos	Grande	Maduro	Algo	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Bajo	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	
38	Mojada	1	CD	MM	Bajo	Medio	Variable	Lejos	Grande	Maduro	N/R	2	Alta	Alta	Baja	Baja	Alto	Si	Si	Bomba de Fondi	Si	Algo	

### Muestreo de Fondo.

	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	L	M	N
	POZO	BOLQUE	ARENA PROD.	BHP	Caudal de producción	GOR	Numero de zonas	Precip. Organ.	BSW/Sed	Trata. Quimi	Acceso	Estado del pozo	Facilidades
1	Col 3	3	CD	MM	Variable	Bajo	2	Si	Alto	No	Si	Activo	si
2	Col 11	2	C	MOI	Estable/Intermitente	Alto	1	Si	Medio	No	Si	Activo	no
3	Col 23	1	BC	MM	Estable	Bajo	2	Si	Medio	No	Si	Activo	no
4	Col 24	1	C	MM	Variable	Alto	1	Si	Medio	No	Si	Activo	no
5	Col 25	1	B	MM	Estable	Alto	1	Si	Medio	No	Si	Activo	no
6	Col 27	1	C	MM	Estable	Medio	1	Si	Medio	No	Si	Activo	no
7	Col 31	2	BC	MM	Variable/Intermitente	Medio	2	Si	Medio	No	Si	Activo	no
8	Col 33	3	CE	MM	Variable	Bajo	1	Si	Medio	No	Si	Activo	si
9	Col 35	2	CE	MM	Estable*	Bajo	2	Si	Bajo	No	Si	Activo	si
10	Col 36	5	B	MM	Variable	Bajo	1	Si	Medio	No	Si	Activo	si
11	Col 37	6	BCE	MM	Variable	Bajo	2	Si	Alto	No	Si	Activo	si
12	Col 38	1	BC	MM	Variable*	Bajo	2	Si	Medio	No	Si	Activo	no
13	Col 40	4	CE	MM	Variable	Bajo	2	Si	Medio	No	Si	Activo	si
14	Col 42	4	BC	MM	Variable	Medio	2	Si	Medio	No	Si	Activo	no
15	Col 44	2	CE	MM	Variable	Alto	2	Si	Alto	No	Si	Activo	si
16	Col 45	4	C	MM	Variable	Bajo	1	Si	Alto	No	Si	Activo	si
17	Col 49	6	CD	MOI	Estable	Bajo	2	Si	Medio	No	Si	Activo	no
18	Col 52	2	CE	MM	Variable	Bajo	3	Si	Alto	No	Si	Activo	no
19	Col 55	5	BC	MM	Variable	Bajo	2	Si	Medio	No	Si	Activo	si
20	Col 56	5	C	MM	Variable	Bajo	1	Si	Medio	No	Si	Activo	si
21	Col 58	5	BCD	MM	Variable	Alto	3	Si	Medio	No	Si	Activo	no
22	Col 59	4	BC	MM	Variable	Bajo	2	Si	Medio	No	Si	Activo	no
23	Col 67	4	BC	MM	Variable	Bajo	2	Si	Medio	No	Si	Activo	si
24	Col 69	3	BC	MOI	Variable	Alto	2	Si	Alto	No	Si	Activo	-
25	Col 70	2	C	MM	Variable	Medio	1	Si	Medio	No	Si	Activo	si
26	Col 74	5	C	MM	Variable	Bajo	1	Si	Alto	No	Si	Activo	si
27	Col 75	5	CD	MM	Variable	Alto	2	Si	Alto	No	Si	Activo	si
28	Col 76	2	CD	MM	Estable/Intermitente	Alto	2	Si	Medio	No	Si	Activo	no
29	Col 76	2	CD	MM	Estable/Intermitente	Alto	2	Si	Medio	No	Si	Activo	no
30	Mojada	1	CD	MM	Variable	Medio	2	Si	Medio	No	Si	Activo	no

Fuente: Autor.

## **Anexo G. Instructivo Para la Operación de Sacada de Varillas – Bombeo Mecánico.**

### **GENERALIDADES**

Una varilla es el medio utilizado para llevar al fondo de la sarta de tubería el pistón o la bomba de subsuelo, de transmitir el movimiento recíproco para que así la bomba de subsuelo succione y lleve el fluido a superficie.

La extracción de la sarta de varillas en un pozo puede perseguir uno o más de los siguientes fines:

- Cambio de bomba de subsuelo.
- Cambio de varilla.
- Preparación para realizar trabajos de Reacondicionamiento.
- Para abandono de pozos.
- Entre otros.

### **DESARROLLO**

#### **1. Preparación del pozo y aparejo de izamiento.**

- Desenganchar la cabeza de la unidad de bombeo y verificar que el pozo este descargado y que la unidad de bombeo este frenada y asegurada (Con las pesas abajo).
- Acondicionar el grillete a los brazos de la polea.
- Instalar el elevador en el gancho.
- Ensamblar un niple de varilla a la barra lisa.
- Enganchar el elevador al niple.
- Desanclar la bomba de subsuelo.
- Amarrar la caja de empaques en la parte inferior de la barra lisa.
- Sacar la barra lisa y sus respectivos niples.
- Colocar el niple protector de la rosca de la “T” y la preventora de varillas.

- Instalar un elevador por la parte inferior del cople de la barra lisa y soltarla con sus respectivos nipples, seguidamente se baja la barra lisa y se ubica en unos soportes.
- Colocar el gancho en el elevador que esta en el tronco varilla en el pozo y subir el doble, a su vez, instalar el elevador por debajo del cople inferior y descargar el peso de la sarta sobre éste.

## **2. Acondicionamiento de la llave hidráulica para varillas.**

- Asegurar la llave hidráulica de varillas al Winche mediante un estrobo.
- Ajustar las mangueras de la bomba hidráulica a los conectores de la llave.
- Instalar las mordazas en la llave.
- Instalar, probar y nivelar la llave.
- Subir la llave con el cable del winche hasta la altura del cople de las varillas que van a ser desenganchadas.
- Instalar la llave al cople de las varillas que se van a desenganchar.

## **3. Extracción de la sarta de varillas.**

- Accionar la bomba hidráulica en el panel de control.
- Accionar la llave hidráulica de modo que suelte el doble hasta soltar la varilla, cuando sucede esto se desactiva la llave hidráulica.
- Llevar el doble a los soportes en el piso.
- Soltar el elevador del gancho e instalarlo al elevador que está soportando el peso de la sarta en el pozo.
- Subir lentamente la polea hasta conseguir de nuevo el peso de la sarta.
- Subir la polea hasta que salga el cople inferior.
- Colocar un elevador en la parte inferior del cople con el fin de descargar el peso de la sarta sobre este.
- Volver a hacer este procedimiento hasta extraer las varillas necesarias.

**Anexo H. Plan de Muestreo de Fondo y Toma de Registros de Presión y Temperatura – ICP/ECOPETROL**

- **PRERREQUISITOS / CONDICIONES PARA EL MUESTREO.**

Verificar el buen funcionamiento de los muestreadores, unidad de transferencia FTU, Gas Boosters, memorias programadas, cilindros Single Phase y accesorios complementarios.

Las condiciones que se deben tener en cuenta para el desarrollo del muestreo son:

1. Verificar que la tubería por donde se va a bajar el muestreador no presente obstrucciones; esto será verificado por el personal del Slickline.
2. Definir los contactos de los fluidos en el pozo mediante determinación de los gradientes de presión, previo al muestreo.
3. Definir el tipo y cantidad de fluido a muestrear (agua, aceite o gas) y el tipo de muestreo a realizar.
4. Definir el punto de muestreo o intervalo de muestreo para posicionar la sarta de muestreo.
5. Tener compatibilidad en la conexión entre muestreador y el Slickline. La conexión que tiene el muestreador es de 15/16" Rosca recta en Pin o macho.
6. Las especificaciones del muestreador es disponible para bajar de acuerdo a la situación que presente el pozo en el momento de muestrear.
7. El tiempo estimado en el armado de cada sarta es aproximadamente 6 horas.

- **DETERMINAR CONTACTOS DE FLUIDO EN EL POZO.**

1. Efectuar reunión de seguridad con todas las partes involucradas en la operación.

2. Armado de lubricador y accesorios de Slickline en pozo, para bajar barra de peso de un OD. De 2" para calibrar tubería.
3. Hacer Dummy Run con barra de peso hasta la profundidad de interés, tener en cuenta la altura de referencia (mesa rotaria).
4. Programar, armar y conectar memorias para la toma de los gradientes
5. Iniciar descenso de las memorias hasta la profundidad de interés
6. Registrar presiones en fondo durante 10 minutos
7. Iniciar el gradiente haciendo paradas durante el ascenso en los puntos seleccionados previamente. Los puntos seleccionados dependerá de las características de cada pozo, el tiempo de parada será de 5 minutos.
8. Retirar memorias e interpretar la data.

- **TIEMPO ESTIMADO DE OPERACIÓN.**

Ítem	Tiempo Estimado (Hrs)	Operación
1		Rig-Up equipo de Slick line, prueba de presión
2		Corrida de Slickline con calibrador de dos (2) pulgadas
3	0.3	Instalar memorias la sarta de Slickline
4		Corrida de Memoria hasta profundidad ft MD
5	0.2	Registro de presiones en fondo
6		Iniciar gradientes (ascenso)
7	0.4	Desarmado de memorias y análisis de data

- **PROCEDIMIENTO PARA LA TOMADE FLUIDO EN EL POZO.**

1. Efectuar reunión de seguridad con todas las partes involucradas en la operación.
2. Armar el equipo de presión y guaya (suficiente altura de lubricadores para muestreadores con memorias + sarta de Slickline). Se recomienda calcular el peso necesario para bajar en caso de pozo fluyendo.
3. Hacer Dummy Run con barra de peso hasta la profundidad de interés, tener en cuenta la altura de referencia (mesa rotaria).

4. El especialista de muestreo debe preparar los muestreadores de acuerdo al procedimiento de operaciones, y resultados requeridos.
5. Establecer y seleccionar el tiempo deseado de disparo de los relojes de los muestreadores (Cada muestreador posee reloj y mecanismo de accionamiento independiente). El tiempo de disparo de los relojes será concertado entre el especialista de sampling, el supervisor de guaya y el ingeniero de prueba designado por el cliente.
6. Armar sarta de dos muestreadores, conectar al equipo de guaya con un conector de 15/16" rosca recta
7. Calibrar el "cero" de la sarta tomando como referencia el puerto del muestreador más bajo de la sarta.
8. Introducir sarta dentro lubricadores y conectar con la BOP del equipo de guaya, realizar prueba de presión. (La presión máxima de cada muestreador es de (15.000 psi).
9. Abrir válvula para comunicar presión a lubricadores y comenzar la corrida en fondo (máxima velocidad 120 pies/min), hasta la profundidad de interés.
10. Posicionar los muestreadores a la profundidad apropiada, esperar 60 minutos en profundidad después de disparar los relojes para asegurar el completo llenado de las cámaras de muestreo.
11. Recuperar los muestreadores en superficie, cerrar válvula y descargar presión (equipo de guaya permanecerá armado para la segunda corrida de ser necesario).
12. El especialista de muestreo inspeccionará los muestreadores de acuerdo al programa de operaciones y usando la unidad de transferencia de alta presión chequeará la presión de apertura. La presión de apertura entre herramientas debe ser consistente.
13. Calentar muestreadores hasta temperatura de yacimiento y transferir la muestra siguiendo el programa de operaciones (Transferencia de muestras monofásicas a cilindros monofásicos)

14. Completar la hoja de muestreo para cada cilindro y etiquetar las muestras por duplicado.
15. Envío de las muestras al ICP para realizar control de calidad y análisis preliminares.

- **TIEMPO ESTIMADO DE OPERACIÓN.**

<b>Ítem</b>	<b>Tiempo Estimado (Hrs)</b>	<b>Operación</b>
1	0.5	Instalar Muestreadores a la sarta de Slick line
2		Corrida de Muestreadores hasta ft MD
3		Activación de muestreadores y retorno a superficie
4	4	Revisar herramienta presión de apertura y transferir a botella de transporte
5	6	Desarmado y mantenimiento

**Fuente:** Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) / ECOPELROL.