



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**METODOLOGÍA PARA REDUCIR EL DAÑO DE FORMACIONES  
DURANTE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE EN POZOS  
SOMEROS MEDIANTE PRUEBAS EXPERIMENTALES EN  
LABORATORIOS.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR**

**ELVIS ENRIQUE MERCHÁN CHANCAY**

**TUTOR**

**ING. ROMEL ÁNGEL ERAZO BONE**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2019**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**METODOLOGÍA PARA REDUCIR EL DAÑO DE FORMACIONES  
DURANTE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE EN POZOS  
SOMEROS MEDIANTE PRUEBAS EXPERIMENTALES EN  
LABORATORIOS”.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR**

**ELVIS ENRIQUE MERCHÁN CHANCAY**

**TUTOR**

**ROMEL ÁNGEL ERAZO BONE**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2018-2019**

## **DEDICATORIA**

### **A Dios**

A quien al comenzar mi carrera me encomendé para afrontar este gran reto de superación tanto profesional como personal, esperando siempre hacer las cosas para el bien de la sociedad.

### **A mi madre**

La persona más importante en mi vida, quien nunca dejo de inculcarme valores y siempre estuvo en los buenos y malos momentos, le dándole gracias a Dios por permitir dedicarle este logro importante en mi vida.

### **A mi padre**

Una persona muy sabia que siempre tiene un consejo de acorde a los momentos que tengo que ir superando a lo largo de mi carrera y por ser mi ejemplo a seguir le dedico este logro en mi vida esperando que Dios me de muchos años más con mi padre.

### **A mis hermanos**

Valentín, Leonardo, Jeniffer y Denílson. Son aquellos seres maravillosos con los que tengo la oportunidad de convivir y compartir buenos y malos momentos, este logro también es para ustedes.

### **A mi familia**

A mis abuelos, a mis tíos, a mis primos y a mis sobrinos que esperan que sea su ejemplo a seguir.

### **A mis amigos**

Richard G., Stalin O., Jenner O., Luis S., Oscar B. Personas que me han apoyado desde que inicie este paso profesional en mi vida.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por darme la salud y las fuerzas necesarias para poder enfrentar este camino muy importante en mi vida estudiantil.

A mis padres y hermanos, por haber estado siempre dispuestos a brindarme su amor y apoyo incondicional durante todo el camino que he recorrido para llegar a este logro. En especial a mi madre el pilar fundamental en mi vida, este logro es también de ella.

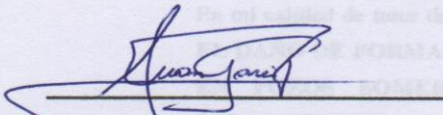
Al ingeniero, Romel Erazo, tutor de tesis, por sus instrucciones académicas para el desarrollo de mi tesis, por el tiempo y dedicación brindado en transmitirme sus conocimientos en busca de mi mejora profesional

A la empresa Petroamazonas EP. Quien me dio la oportunidad de realizar mis practicas Pre-Profesionales de una forma desinteresada, buscando siempre el desarrollo de la juventud y del país.

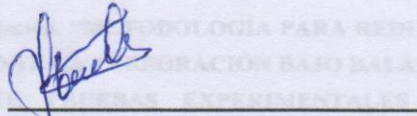
A mis amigos, por haber sido parte de mi día a día y haber compartido buenos y malos momentos, y siempre teniendo un consejo para mí. Un especial agradecimiento a Luis S. Quien me brindo su apoyo en este trabajo.

**TRIBUNAL DE GRADO**

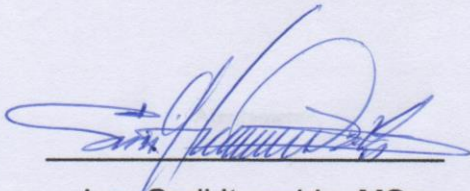
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR



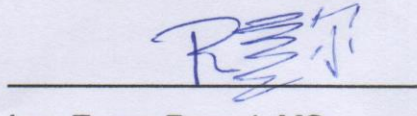
Ing. Juan Garcés, MSc  
DECANO DE LA FACULTAD  
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA



Ing. Marllelis Gutiérrez, MSc.  
DIRECTORA DE LA CARRERA  
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

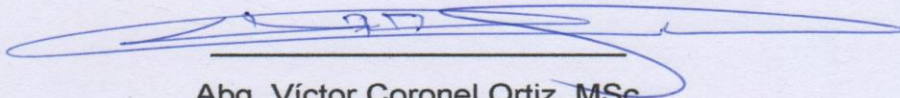


Ing. Sadi Iturralde, MSc  
PROFESOR DE ÁREA



Ing. Erazo Romel, MSc  
TUTOR DE TESIS

Ing. Romel Ángel Erazo Romel, MSc.  
C.L. 0802942338  
DOCENTE TUTOR



Abg. Víctor Coronel Ortiz, MSc  
SECRETARIO GENERAL

## CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor de proyecto de titulación. **“METODOLOGÍA PARA REDUCIR EL DAÑO DE FORMACIONES DURANTE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE EN POZOS SOMEROS MEDIANTE PRUEBAS EXPERIMENTALES EN LABORATORIOS”**. Desarrollada por el estudiante **Merchán Chancay Elvis Enrique** egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniería en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,



Ing. Romel Ángel Erazo Bone, MSc.

C.I. 0802990838

DOCENTE TUTOR



La Libertad, \_12 de \_Septiembre del \_2019\_

**CERTIFICADO ANTIPLAGIO**

**004-TUTOR RAEB-2019**

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “**METODOLOGÍA PARA REDUCIR EL DAÑO DE FORMACIONES DURANTE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE EN POZOS SOMEROS MEDIANTE PRUEBAS EXPERIMENTALES EN LABORATORIOS**”, elaborado por el estudiante **ELVIS ENRIQUE MERCHÁN CHANCAY**, egresado(a) de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de CIENCIAS DE LA INGENIERIA de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 4% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

El estudiante, puede hacer uso de este certificado como estime conveniente.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,

Ing. Romel Angel Erazo Bone, MSc.

C.I.:0802990838

DOCENTE TUTOR



**DECLARACIÓN EXPRESA:**

Yo, Elvis Enrique Merchán chancay, con cedula de ciudadanía: 2400035750, declaro bajo juramento que el trabajo de titulación denominado **“METODOLOGÍA PARA REDUCIR EL DAÑO DE FORMACIONES DURANTE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE EN POZOS SOMEROS MEDIANTE PRUEBAS EXPERIMENTALES EN LABORATORIOS”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la facultad de Ciencias de la ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a mi autoría. Por este motivo, manifestó la originalidad de la presente tesis, señalando aportes intelectuales y citas bibliográficas debidamente referenciadas y se autoriza a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que realice el uso adecuado y pertinente de la presente tesis.



---

Elvis Enrique Merchán Chancay

C.I. 2400035750



La Libertad, 11 de septiembre del 2019

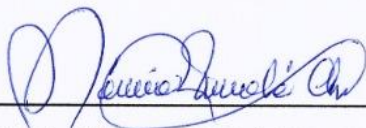
## CERTIFICADO

MÓNICA TOMALÁ CHAVARRÍA, Licenciada en Lengua y Literatura Española, Docente en la Carrera de Educación Parvularia de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, certifico que:

He leído, revisado y corregido la redacción en la concordancia, la sintaxis y la ortografía del contenido del Trabajo de Titulación "**METODOLOGÍA PARA REDUCIR EL DAÑO DE FORMACIONES DURANTE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE EN POZOS SOMEROS MEDIANTE PRUEBAS EXPERIMENTALES EN LABORATORIOS**". Elaborado por el Autor **MERCHÁN CHANCAY ELVIS ENRIQUE**, previo a la obtención del Título de INGENIERO EN PETRÓLEO de la CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO en la FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA de la UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

Debo indicar, además, que es de exclusiva responsabilidad que el Autor cumpla con las sugerencias y recomendaciones dadas en la corrección de la tesis impresa.

Atentamente,



LICENCIADA MÓNICA TOMALÁ CHAVARRÍA, Mg.  
DOCENTE  
SENECYT REGISTRO No 1031-1386042144

	ÍNDICE GENERAL	PAG.
ÍNDICE DE FIGURAS .....		XIII
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....		XIV
ÍNDICE DE TABLAS.....		XV
ABREVIATURAS .....		XVII
SIMBOLOGÍA .....		XVIII
RESUMEN .....		1
ABSTRAC.....		2
INTRODUCCIÓN.....		3
CAPÍTULO 1 .....		4
1.1 Planteamiento del problema .....		4
1.2 Antecedentes:.....		5
1.3 Justificación.....		6
1.4 Hipótesis de trabajo .....		6
1.5 Objetivos.....		6
1.6 Variables.....		7
1.7 Metodología.....		8
1.8 Alcance .....		8
CAPÍTULO II.....		9
MARCO TEÓRICO .....		9
2 Flúidos de perforación bajo balance.....		9
2.1 Clasificación de los fluidos de perforación .....		11
2.2 Descripción de los fluidos usados durante la perforación bajo balance .....		11
2.3 Clasificación de los fluidos.....		14
2.3.1 Perforación con aire.....		14
2.3.2 Perforación con nitrógeno. ....		15
2.3.3 Perforación con gas natural .....		17
2.3.4 Perforación con niebla .....		19
2.3.5 Perforación con líquidos gasificados.....		21
2.3.6 Perforación con flujo líquido.....		23
2.3.7 Perforación con flujo controlado (mpd) .....		24
2.3.8 Perforación con espuma estable .....		25
2.3.9 Pase continua.....		27
2.4 Funciones de los fluidos de perforación .....		29

2.5	Daño de formación .....	29
2.5.1	Definición .....	29
2.6	Capacidad y volumen de los tanques.....	32
2.6.1	Cálculo de la cantidad de fluido en el sistema de perforación .....	32
2.6.2	Volumen del tanque.....	32
2.6.3	Volumen del pozo.....	33
2.6.4	Capacidad de la tubería de perforación o las portamechas.....	33
2.6.5	Volumen anular .....	33
2.7	Geo presiones.....	33
2.7.1	Presión hidrostática.....	33
2.7.2	Gradiente de presión.....	34
2.7.3	Presión de poro.....	34
2.7.4	Presión normal de formación.....	34
2.7.5	Presión anormal.....	34
2.7.6	Presión de fractura.....	34
2.8	Características geológicas.....	35
2.8.1	Atlanta sandstones (fm. Azúcar) .....	35
2.8.2	Fm. Passage beds.....	36
2.8.3	Santo tomas sandstones (gr. Ancón).....	36
2.8.4	Fm. Socorro.....	37
2.8.5	Litología del campo .....	37
2.9	Descripción del crudo encontrado en el campo ancón .....	38
2.10	Formaciones productoras.....	40
2.11	Equipos utilizados para medir la costra de lodo en laboratorio .....	41
2.11.1	Densidad del lodo .....	42
2.11.2	Propiedades reológicas .....	42
2.11.3	Características de filtración.....	44
2.11.4	Análisis del filtrado.....	45
2.11.5	Temperatura.....	45
2.12	Propiedades físicas del lodo de perforación .....	46
2.12.1	Viscosidad .....	46
2.12.2	Densidad .....	47
2.12.3	Pérdida de líquidos .....	47
2.12.4	Prueba de filtración dinámica .....	48

2.12.5	Presión diferencial .....	49
2.12.6	Aditivos para lodos de perforación.....	51
CAPITULO III .....		52
3	Técnicas para el proceso de la selección del fluido .....	52
3.1	Selección del fluido mediante la clasificación iadc (international association of drilling contractors) para ubd (under balanced drilling) .....	52
3.1.1	Nivel de riesgo.....	52
3.1.2	Categoría de aplicación .....	53
3.1.3	Sistemas de fluidos .....	54
3.1.4	Resultados de la clasificación iadc (international association of drilling contractors).....	55
3.2	Determinación de la densidad del fluido utilizado para las condiciones bajo y sobrebalance .....	56
3.3	Parámetros del campo.....	58
CAPITULO IV .....		62
4.	Obtención e interpretación de resultados de laboratorio.....	62
4.1	Resultados de las pruebas de filtración y permeabilidad de los fluidos comparados.....	62
4.2	Análisis técnico de los fluidos .....	68
4.3.1	Resultados de gráficas para el fluidos ubd (under balance drilling).....	70
4.4	Análisis técnico de las comparaciones.....	76
4.4.1	Resultados de gráficas para el fluido convencional.....	76
5.1.1	Análisis técnico de las comparaciones .....	81
5.2	Estudio económico del proyecto .....	82
5.2.2	Prámetros de perforación.....	83
5.2.3	Costos estimados para la perforación bajo balance ubd .....	84
5.2.6	Comparativa de los costos de perforación.....	87
CAPITULO V.....		89
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		89
5.3	Conclusiones.....	89
3.4	Recomendaciones .....	90
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		91
CAPITULO VI .....		93
6.	ANEXOS.....	93
6.1	Equipos de laboratorio.....	93

6.2	Pasos para la elaboración del fluido .....	96
6.2.1	Determinar las propiedades de los fluidos ubd (under balance drilling) y convencional.....	96
6.2.2	Determinar la viscosidad embudo .....	98
6.2.3	Determinación del filtrado api y revoque .....	99
6.3	Gráficas de fluidos ubd (under balance drilling) usando los valores de la ecacion 4.1 obtenida con el modelo matematico.....	101
6.4	Gráficas de los fluidos convencionales usando los valores de la ecacion 4.1 obtenida con el modelo matematico .....	102
6.5	Deducción de la ecuación 4.1 .....	103

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2:1	Rango de densidad del fluido.....	12
Figura 2:2	Capacidad de arrastre de recortes.....	13
Figura 2:3	Sistema de perforación con fluidos gaseosos.....	14
Figura 2:4	Contenido de o <sub>2</sub> para formar una mezcla explosiva .....	15
Figura 2:5	Perforación con nitrógeno y densidad entre 0.001 y 0.012 [gr/cm <sup>3</sup> ].....	16
Figura 2:6	Perforación con gas natural y densidad entre 0.001 y 0.012 [gr/cm <sup>3</sup> ].....	19
Figura 2:7	Perforación con niebla y densidad entre 0.012 y 0.036 [gr/cm <sup>3</sup> ] .....	20
Figura 2:8	Transporte de cortes con fluidos gasificados .....	21
Figura 2:9	Perforación con líquidos gasificados y densidad entre 0.48 y 0.85 [gr/cm <sup>3</sup> ] .....	23
Figura 2:10	Perforación con flujo controlado y densidad mayores de 0.85 [gr/cm <sup>3</sup> ] .....	25
Figura 2:11	Transporte de cortes con espumas. ....	26
Figura 2:12	Perforación con espuma densidad entre 0.36 y 0.42 [gr/cm <sup>3</sup> ].....	27
Figura 2:13	Fase continua del líquido. ....	28
Figura 2:14	Efecto de daño.....	29
Figura 2:15	Daño a la formación- factor de daño.....	30
Figura 2:16	Penetración de daño y la permeabilidad de la zona afectada .....	31
Figura 2:17	Tanque de lodo rectangular.....	32
Figura 2:18	Presiones diferentes a la normal.....	34

Figura 2:19 Ejemplo de registro de rayos gama.....	35
Figura 2:20 Mapa estratigráfico del boque santa elena .....	38
Figura 2:21 Formaciones productoras .....	40
Figura 2:22 Balanza para medir la densidad del lodo .....	42
Figura 2:23 Embudo para medir la viscosidad .....	43
Figura 2:24 Viscosímetro fann .....	44
Figura 2:25 Cámaras de filtración de baja presión .....	45
Figura 2:26 Efecto del tiempo en la pérdida de líquidos.....	49
Figura 3:1 Registro tipo en el área certeza .....	59
Figura 3:2 Estratigrafía de las formaciones .....	60
Figura 6:1 Balanza.....	93
Figura 6:2 Balanza digital.....	93
Figura 6:6:3 Embudo de viscosidad .....	94
Figura 6:6:4 Viscosímetro fann 6 velocidades .....	94
Figura 6:6:5 Filtro prensa .....	95
Figura 6:6 Papel filtro.....	95
Figura 6:7 Medición de la densidad del lodo .....	97
Figura 6:8 Balanza de lodo.....	98
Figura 6:9 Viscosidad embudo.....	99
Figura 6:10 Costra formada por el filtrado.....	100
Figura 6:11 Filtro prensa .....	100

## ÍNDICE DE GRAFÍCAS

Grafía 2:1 Fluidos de perforación.....	11
Grafía 3:1 Técnica para la selección del fluido .....	56
Grafía 4:1 Curvas de resultado ppt en fluido ubd.....	63
Grafía 4:2 Curvas de resultado ppt en fluido ubd.....	64
Grafía 4:3 Curvas de resultado ppt en fluido ubd.....	65

Grafía 4:4 Curvas de resultado ppt en fluido ubd.....	66
Grafía 4:5 Curvas de resultado ppt en fluido ubd.....	67
Grafía 4:6 Curvas de resultados comparación de h y h'1 (ft) vs $\delta p$ (psi) ensayo #1 .....	71
Grafía 4:7 Curvas de resultados comparación de h y h'2 (ft) vs $\delta p$ (psi) ensayo #2 .....	72
Grafía 4:8 Curvas de resultados comparación de h y h'3 (ft) vs $\delta p$ (psi) ensayo #3 .....	73
Grafía 4:9 Curvas de resultados comparación de h y h'4 (ft) vs $\delta p$ (psi) ensayo #4 .....	74
Grafía 4:10 Curvas de resultados comparación de h y h'5 (ft) vs $\delta p$ (psi) ensayo #5 .....	75
Grafía 4:11 Curvas de resultados comparación de h y h'1 (ft) vs $\delta p$ (psi) ensayo #1 .....	77
Grafía 4:12 Curvas de resultados comparación de h y h'2 (ft) vs $\delta p$ (psi) ensayo #2 .....	78
Grafía 4:13 Curvas de resultados comparación de h y h'3 (ft) vs $\delta p$ (psi) ensayo #3 .....	79
Grafía 4:14 Curvas de resultados comparación de h y h'4 (ft) vs $\delta p$ (psi) ensayo #4 .....	80
Grafía 4:15 Curvas de resultados comparación de h y h'5 (ft) vs $\delta p$ (psi) ensayo #5 .....	81
Grafía 4:16 Comparativa de costos de perforacion por cada método.....	87
Grafía 6:1 Grafica de resultados de la ecacion 4.1 con respecto al $\delta p$ para el fluido ubd (under balance drilling) .....	101
Grafía 6:2 Grafica de resultados de la ecacion 4.1 con respecto al $\delta p$ para el fluido convencional.....	102

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2:1 Valores del daño de formación.....	32
Tabla 2:2 Propiedades del crudo del campo ggv .....	39
Tabla 2:3 Aditivos comunes para la pérdida de fluidos .....	50
Tabla 3:1 Clasificación de fluidos ubd iadc .....	54
Tabla 3:2 Clasificación iadc .....	55
Tabla 3:3 Características petrofísicas de las propiedades del campo .....	61
Tabla 4:1 Composición de los fluidos usados en las pruebas.....	62
Tabla 4:2 Resultado de filtración prueba ubd #1 @ 20,755 psi .....	63
Tabla 4:3 Resultado de filtración prueba ubd #1 @ 54,387 psi .....	64
Tabla 4:4 Resultado de filtración prueba ubd #3 @ 108,775 psi .....	65
Tabla 4:5 Resultado de filtración prueba ubd #4 @ 163,162 psi .....	66



Tabla 4:6 Resultado de filtración prueba ubd #5 @ 217,55 psi .....	67
Tabla 4:7 Valores obtenidos en los ensayos con fluidos ubd .....	69
Tabla 4:8 Valores obtenidos en los ensayos con fluidos convencional.....	69
Tabla 4:9 Valores obtenidos con la ecuación (4.1) para las constantes (a, b, c) ubd .....	70
Tabla 4:10 Valores obtenidos con la ecuación (4.1) para ensayo #1 .....	71
Tabla 4:11 Valores obtenidos con la ecuación (4.1) para ensayo #2 .....	72
Tabla 4:12 Valores obtenidos con la ecuación (4.1) para ensayo #3 .....	73
Tabla 4:13 Valores obtenidos con la ecuación (4.1) para ensayo #4 .....	74
Tabla 4:14 Valores obtenidos con la ecuación (4.1) para ensayo #5 .....	75
Tabla 4:15 Valores obtenidos con la ecuación (4.1) para las constantes (a, b, c) de .....	76
Tabla 4:16 Valores obtenidos con la ecuación (4.1) para ensayo #1 .....	77
Tabla 4:17 Valores obtenidos con la ecuación (4.1) para ensayo #2 .....	78
Tabla 4:18 Valores obtenidos con la ecuación (4.1) para ensayo #3 .....	79
Tabla 4:19 Valores obtenidos con la ecuación (4.1) para ensayo #4 .....	80
Tabla 4:20 Valores obtenidos con la ecuación (4.1) para ensayo #5 .....	81
Tabla 4:21 Parámetros de perforación.....	83
Tabla 4:22 Costo de diseño de equipo de perforación bajo balance .....	85
Tabla 4:23 Costo de diseño de equipo de perforación convencional .....	86
Tabla 4:24 Datos para calcular caudal máximo.....	88
Tabla 4:25 Porcentaje de producción que afecta el daño .....	88
Tabla 6:1 Pasos para el desarrollo del fluido.....	96
Tabla 6:2 Datos para determinar la viscosidad.....	98
Tabla 6:3 Datos para determinar la viscosidad.....	98
Tabla 6:4 Volumen filtrado .....	99
Tabla 6:5 Valores para graficar h y h' vs $\delta p$ .....	101
Tabla 6:6 Valores para graficar h y h' vs $\delta p$ .....	102

## ABREVIATURAS

<b>P.V.T.</b>	Presión, Volumen y Temperatura
<b>G.G.V.</b>	Gustavo Galindo Velazco
<b>C.E.P.E.C.A.</b>	Cautivo Empresa Petrolera Ecuatoriana
<b>M.E.C.</b>	Manabí Exploración Co.
<b>A.E.O.</b>	Anglo-Ecuadorian Oilfields
<b>TenEc.</b>	Tennessee de Ecuador
<b>C.E.P.E.</b>	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
<b>U.T.M</b>	Universal Transversa de Mercator
<b>C.P.B</b>	Clay Pebble Beds
<b>P.B.</b>	Passage Beds
<b>S.T.</b>	Santo Tomás
<b>AT</b>	Atlanta
<b>SO</b>	Socorro
<b>TIG</b>	Tigre
<b>BOPD</b>	Barriles de petróleo por día
<b>POES</b>	Petróleo original in Situ
<b>B.H.P</b>	Bottom Hole Pressure
<b>O.F.M.</b>	Oil Field Manager
<b>API</b>	America Petroleum Institute
<b>Psi</b>	Pound Square Inch
<b>cp</b>	Centipoise
<b>GSP</b>	Grupo Synergy del Pacifico

## SIMBOLOGÍA

<b>bbls</b>	Barriles
<b>Fm</b>	Formación
<b>Ohm</b>	Ohmios
$\phi$	Porosidad
<b>K</b>	Permeabilidad
$\beta_o$	Factor volumétrico del petróleo
<b>NP</b>	Producción acumulada de petróleo
<b>FR</b>	Factor de recobro
$\rho_o$	Densidad del petróleo
<b>Yo</b>	Gravedad específica del petróleo
$\rho_w$	Densidad del agua
<b>Vce</b>	Volumen a condiciones estándar
<b>Vyac</b>	Volumen a condiciones de yacimiento
<b>Rs</b>	Solubilidad del gas en el petróleo
<b>Pb</b>	Presión del punto de burbuja
<b>Co</b>	Compresibilidad isotérmica del petróleo
<b>Pi</b>	Presión inicial
<b>T</b>	Temperatura
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo
<b>Cw</b>	Compresibilidad isotérmica del agua
<b>Yg</b>	Gravedad específica del gas
<b>Ma</b>	Peso molecular aparente
<b>Z</b>	Factor de compresibilidad del gas
<b>V</b>	Volumen
<b>R</b>	Constante de los gases
$\beta_g$	Factor volumétrico del gas
<b>Cg</b>	Compresibilidad isotérmica del gas

<b>P<sub>sr</sub></b>	Presión seudoreducida
<b>T<sub>sr</sub></b>	Temperatura seudoreducida
<b>μ<sub>g</sub></b>	Viscosidad del gas
<b>β<sub>w</sub></b>	Factor volumétrico del agua
<b>μ<sub>w</sub></b>	Viscosidad del agua
<b>R<sub>sw</sub></b>	Solubilidad del gas en el agua
<b>B<sub>ob</sub></b>	Factor volumétrico al punto de burbuja
<b>β<sub>t</sub></b>	Factor volumétrico total
<b>μ<sub>od</sub></b>	Viscosidad del petróleo muerto
<b>μ<sub>ob</sub></b>	Viscosidad del petróleo saturado
<b>T<sub>pc</sub></b>	Temperatura crítica
<b>P<sub>pc</sub></b>	Presión crítica
<b>C<sub>w</sub></b>	Compresibilidad isotérmica del agua
<b>T<sub>bht</sub></b>	Temperatura al fondo del pozo
<b>σ<sub>t</sub></b>	Gradiente térmico
<b>T<sub>s</sub></b>	Temperatura en superficie

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“METODOLOGÍA PARA REDUCIR EL DAÑO DE FORMACIONES DURANTE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE EN POZOS SOMEROS MEDIANTE PRUEBAS EXPERIMENTALES EN LABORATORIOS”.**

**AUTOR:** ELVIS ENRIQUE MERCHÁN CHANCAY  
**TUTOR:** ING. ROMEL ANGEL ERAZO BONE, MSC.

**RESUMEN**

La tecnología de perforación bajo balance o Perforación desbalanceada cumple con varios beneficios los cuales son: minimizar los daños de formación, evitar el tiempo no productivo, generar la mínima costra de lodo en los alrededores del pozo, evitando así que la permeabilidad del reservorio se vea afectada. La densidad del fluido se diseña tomando en cuenta las restricciones de presión, es decir, que la presión Hidrostática debe ser menor a la presión del yacimiento  $P_h < P_y$ , mientras que la perforación Convencional diseña el fluido con una mayor densidad, esto se debe a la presión del Yacimiento, la cual debe ser mayor a la presión Hidrostática  $P_h > P_y$ .

Mediante, pruebas experimentales de laboratorio se logró obtener resultados satisfactorios de la tecnología UBD (Under Balance Drilling), en comparación con la perforación Convencional: la costra formada por el fluido de perforación bajo balance tiene un espesor un 45,9% menor en comparación con el fluido convencional.

Se logra una producción mayor con el fluido bajo balance, esto se debe a los resultados de pruebas de filtración API (American Petroleum Institute), en los cuales nos dio un daño 49.3% mayor con el fluido Convencional.

Una vez obtenidos los resultados de laboratorio se procedió a la realización de un modelo matemático que representa el avance de la costra formada por cada lodo de perforación en dependencia de la presión de inyección del fluido y la variación de permeabilidad que se obtuvo en las pruebas.

**Palabras claves:** Perforación desbalanceada, Presión Hidrostática, Modelo matemático, perforación de pozos petroleros.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**"METHODOLOGY TO REDUCE THE DAMAGE OF FORMATIONS DURING UNDER BALANCED DRILLING IN SOMEROS WELLS THROUGH EXPERIMENTAL TESTS IN LABORATORIES".**

**AUTOR:** ELVIS ENRIQUE MERCHÁN CHANCAY  
**TUTOR:** ING. ROMEL ANGEL ERAZO BONE, MSC.

**ABSTRAC**

Under Balanced Drilling or Unbalanced Drilling Technology has several benefits which are: minimize formation damage, avoid non-productive time, generate the minimum mud crust around the well, thus preventing the permeability of the reservoir from being seen affected. The density of the fluid is designed taking into account the pressure restrictions, that is, that the Hydrostatic pressure must be less than the pressure of the Ph <Py reservoir, while Conventional drilling designs the fluid with a higher density, this is due to the reservoir pressure, which must be greater than the hydrostatic pressure Ph > Py.

Through experimental laboratory tests, satisfactory results of UBD (Under Balance Drilling) technology were achieved, compared to Conventional drilling: the crust formed by the underbalance drilling fluid is 45.9% less thick compared to the conventional fluid.

A greater production is achieved with the fluid under balance, this is due to the results of API (American Petroleum Institute) filtration tests, in which it gave us 49.3% greater damage with the Conventional fluid.

Once the laboratory results were obtained, a mathematical model was performed that represents the progress of the crust formed by each drilling mud depending on the injection pressure of the fluid and the variation in permeability obtained in the tests.

Keywords: Unbalanced Drilling, Hydrostatic Pressure, Mathematical Model, Drilling of oil wells.

## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo experimental se basa en diseñar un lodo de perforación en condición bajo balance, mediante el análisis de fluidos de control especial y de las formaciones a intervenir durante el proceso de la perforación.

El campo seleccionado para el presente estudio es el Campo Gustavo Galindo Velasco, el cual, cumple las condiciones adecuadas para lograr determinar una metodología que minimice el daño de formación durante futuras perforaciones.

Se considerarán formaciones productoras y rentables al momento de plantear una perforación, a su vez se considera el tipo de litología presente durante la perforación y así poder diseñar la base correcta del lodo para controlar el pozo y minimizar los daños durante la perforación.

La metodología utilizada es una formulación de un lodo base agua, considerando un análisis experimental que cumpla con las siguientes funciones: lubricar la broca, sostener las paredes del pozo y extraer los ripios o material sólido a la superficie, mientras se va perforando.

El diseño del lodo dependerá de las características geológicas y condiciones de cada formación ubicada en el perfil estratigráfico del campo Gustavo Galindo Velasco.

El lodo busca tener un mejor control del pozo al momento de la perforación y evitar arremetidas o daños en la formación ocasionado por una incorrecta selección de los fluidos de perforación.

Una vez obtenido el diseño del lodo se procederá a analizar la eficiencia operativa del fluido, mediante, análisis experimentales con el objetivo minimizar los daños durante la perforación.



## CAPÍTULO 1

### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El uso de los fluidos de perforación con densidades mayores a las del pozo generan daños de formaciones en zonas permeables y porosas, disminuyendo la afluencia del flujo desde el reservorio al pozo. Con la implementación de la tecnología perforación bajo balance (UBD), se busca reducir el efecto de daño de formaciones.

Actualmente se está implementando la perforación de los pozos utilizando el estado bajo balance con el fin de disminuir el daño de formaciones debido a las bajas permeabilidades de las formaciones productoras.

En el Campo Gustavo Galindo Velasco, es factible realizar esta perforación bajo balance diseñando un fluido de perforación, tomando en cuenta el comportamiento de las presiones.

La perforación bajo balance es definida como la operación de perforación donde la presión hidrostática del fluido de perforación es menor que la presión de formación que se está perforando.

La presión hidrostática del fluido de perforación puede ser por sí sola menor que la presión de la formación, o puede ser inducida por medio de la inyección de la fase líquida del fluido de perforación.

Una vez que se alcance la condición bajo balance, el resultado es un fluido de formación, el cual debe circular desde el fondo del pozo y controlados en superficie.

La condición bajo balance en términos prácticos resultará en un flujo desde una o más zonas hacia el pozo (sin embargo, esto es más probable que se presente únicamente desde una zona con flujo cruzado), o, donde existe el potencial de flujo.

Una menor cabeza hidrostática evita la presencia del filtrado del lodo (torta de lodo) sobre las paredes del pozo, así como, también, la invasión de lodo y sólidos dentro de la formación, incrementando la fluencia del pozo.

## 1.2 ANTECEDENTES:

UBD (Under Balanced Drilling) es una composición integrada de tecnologías que resultan de la fusión de las técnicas de perforación de líquidos (agua / aceite) para la solución de problemas de perforación, evitando así daños en las formaciones, los métodos utilizados tales como: aireados, líquido y espuma de perforación desarrollados durante los últimos 20 años (Boyun Guo, 2008). Algunos expertos estiman que, aproximadamente, el 30% de las operaciones de petróleo y gas natural de perforación y recuperación, actualmente, utilizan la tecnología UBD (Boyun Guo, 2008). La mayoría de los pozos perforados bajo balance, se los realizan debido a la baja productividad y depletación del yacimiento.

En 1994, el Campo Gustavo Galindo Velasco pasó a manos de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, periodo en el cual, se perforaron 15 pozos y se registraron 400 km de líneas sísmicas 2D, alcanzando una producción de 1,000 BPPD, siendo este periodo, el último en el cual, se realizó y registró una perforación en dicho campo.

El campo de estudio registra varios años de historia, maneja bajas presiones, y la producción diaria por cada pozo es baja, por estos factores y más el campo Gustavo Galindo Velasco es considerado, en la actualidad, un campo maduro.

Las formaciones productoras presentes en el campo son: (1) Fm. Azúcar y Fm. Santa Elena, (2) Fm. Atlanta, (3) Fm. Socorro y (4) grupo Ancón (Socorro, CPB, Sto. Tomás y PB). En la actualidad, el campo produce cerca de 1,200 BPPD y cuenta con una presencia mayor a los 2,000 pozos, de los cuales cerca del 60% están productivos.

### 1.3 JUSTIFICACIÓN

La justificación de este trabajo se basa en que los pozos del campo Gustavo Galindo Velasco son someros y para realizar una perforación en dicho campo, se necesita realizar un diseño de lodo acorde a las condiciones geológicas.

Es por eso que se propone la perforación bajo balance para pozos someros de 4000ft de profundidad, contando con una información de la litología presente, el fluido diseñado ayudara a resolver y minimizar muchos problemas de perforación, tales como: pérdidas de circulación, pegaduras de tubería por presión diferencial, daño a la formación o que los problemas anteriores se combinen.

Mediante, el fluido circulante usado en la perforación rotatoria genera un movimiento hidráulico que ayuda a la penetración de la broca y el transporte de Ripios.

Una correcta selección del diseño del fluido es fundamental, al momento de una operación exitosa de una perforación bajo balance.

### 1.4 HIPÓTESIS DE TRABAJO

Diseñar un lodo de perforación para evitar problemas de daños durante la perforación, tomando en cuenta la estratigrafía de las formaciones para una composición que no genere muchos riesgos y permita una operación exitosa.

### 1.5 OBJETIVOS

#### OBJETIVO GENERAL

Diseñar un fluido base agua utilizando la tecnología de perforación bajo balance (UBD) en pozos verticales, mediante, un análisis experimental, de acuerdo, a los componentes estratigráficos del Campo GGV para disminuir el daño de formación.

## OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los componentes litológicos que conforman la secuencia geológica del campo GGV, mediante pruebas experimentales de laboratorio, para diseñar un fluido base agua que disminuya el daño de formación durante la perforación.
- Establecer las secciones geológicas de interés, con altas permeabilidades para determinar el daño que puede causar la perforación bajo balance y la convencional
- Analizar los problemas que se presentaron durante la perforación de pozos en el Campo GGV y determinar el daño de formación generado por el diseño del fluido.
- Determinar por medio de pruebas experimentales el daño causado por el fluido convencional y de bajo balance.
- Determinar la metodología para establecer las condiciones necesarias de la aplicabilidad de perforación bajo balance.
- Realizar un análisis comparativo económico de la perforación bajo balance y la perforación convencional, mediante, registros de perforación del Campo GGV y del modelo matemático utilizado.

## 1.6 VARIABLES

### VARIABLE INDEPENDIENTE

- Principios básicos de ingeniería y de perforación bajo balance.

### VARIABLE DEPENDIENTE

- Análisis experimentales en laboratorio.
- Datos de registros de perforación en el campo de estudio.

## 1.7 METODOLOGÍA.

Utilizando la tecnología UBD (Under Balanced Drilling) y analizando las características y componentes del campo, se logrará obtener un fluido base agua que reduzca los problemas que se presentan durante la perforación.

La propuesta de este sistema base agua es porque presenta ventajas al momento de la perforación bajo balance, ayuda a minimizar el daño a la formación por influencia de sólidos, disminuye el riesgo de descontrol por surgencia de fluidos de la formación, aumenta los ritmos de penetración, se puede incrementar su densidad con facilidad, (favoreciendo a la operación en pozos someros), permite utilizar la herramienta MWD.

La presión hidrostática del fluido de perforación puede ser por sí sola, menor que la presión de la formación, y lo que se busca es que ese diseño ayude a disminuir problemas durante la perforación, mediante, un balance de las presiones.

El diseño del fluido base agua, utiliza lodos Bentoníticos (No dispersos). Esto evita utilizar aditivos dispersantes y las arcillas comerciales agregadas al lodo, o las que se incorporan a la formación, van a encontrar su propia condición de equilibrio en el sistema de una forma natural.

## 1.8 ALCANCE

Para determinar la metodología en la disminución del daño de formación durante la perforación de un pozo se realizarán pruebas y análisis experimentales, con el fin de obtener un fluido de perforación base agua aplicable en el campo de estudio, considerando los componentes que conforman el campo. Mediante, las pruebas de laboratorio se analizarán los efectos del comportamiento, del fluido bajo balance, utilizando el filtro prensa. Una vez obtenido el fluido, podría ser considerado para futuras perforaciones en el campo. Establecer una correlación empírica entre los datos experimentales y los datos correspondientes a las formaciones de interés.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2 FLUÍDOS DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

En general, se acepta que el éxito de las operaciones de perforación bajo balance (UBD) depende del mantenimiento de la presión del pozo, entre los límites determinados por la presión de formación, la estabilidad del pozo, y la capacidad de flujo del equipo de superficie. Por lo tanto, la capacidad de predecir con precisión la presión del pozo es de vital importancia, como para el diseño de la operación UBD y predecir el efecto de los cambios en la operación real. Para predecir la presión necesaria se deben realizar pruebas UBD (Under Balance Drilling) en correlaciones empíricas, que con frecuencia logran predecir con precisión el alcance del fluido. Es por esto, el aumento de uso de métodos de predicción basados en modelos fenomenológicos o mecanicistas. (Edwards, 2015, pág. 1)

“Las principales contribuciones de este trabajo se basan en diseñar el rendimiento de perforación y cuantificar la pérdida de circulación, mediante, simulación numérica de la masa y la conservación del momento utilizando ecuaciones.” (Blanco-Galan, 2000, pág. 1)

La Técnica UBD (Under Balance Drilling) tiene una gran eficiencia para reducir al mínimo los problemas de funcionamiento y para lograr la perforación a la profundidad prevista, sin tiempo de inactividad y dentro del presupuesto, la industria petrolera reconoce que la mayor ventaja de la perforación bajo balance es aumentar la productividad del pozo a través de la prevención de daños a la formación durante el proceso de perforación. El uso de sensores de presión de fondo (BHP) durante UBD (Under Balance Drilling), representa una alternativa indispensable para optimizar el proceso UBD (Under Balance Drilling), al mismo tiempo, lograr ambos propósitos, la perforación hasta la profundidad prevista y evitar daños a la formación. (Morato, 2000, pág. 1)

La tecnología UBD (Under Balance Drilling) se presenta como una alternativa para minimizar pérdidas de circulación en comparación con la Tecnología de perforación convencional. Las operaciones de perforación buscan un buen diseño del lodo y controlar el pozo hasta la profundidad total requerida. (Cinquegrani, 2001, pág. 2)

La profundidad para la aplicación de la tecnología UBD ((Under Balance Drilling) tiene un rango permisible de hasta 7000 ft, a esto, se le combina con presiones de formaciones relativamente bajas.

El término fluido de perforación se refiere a una sustancia continua en circulación, líquida o gaseosa que se utiliza en el proceso de perforación rotatoria para realizar una o todas las funciones necesarias para perforar con éxito un pozo, reduciendo en grandes medidas los costos totales del pozo.

#### FUNCIONES

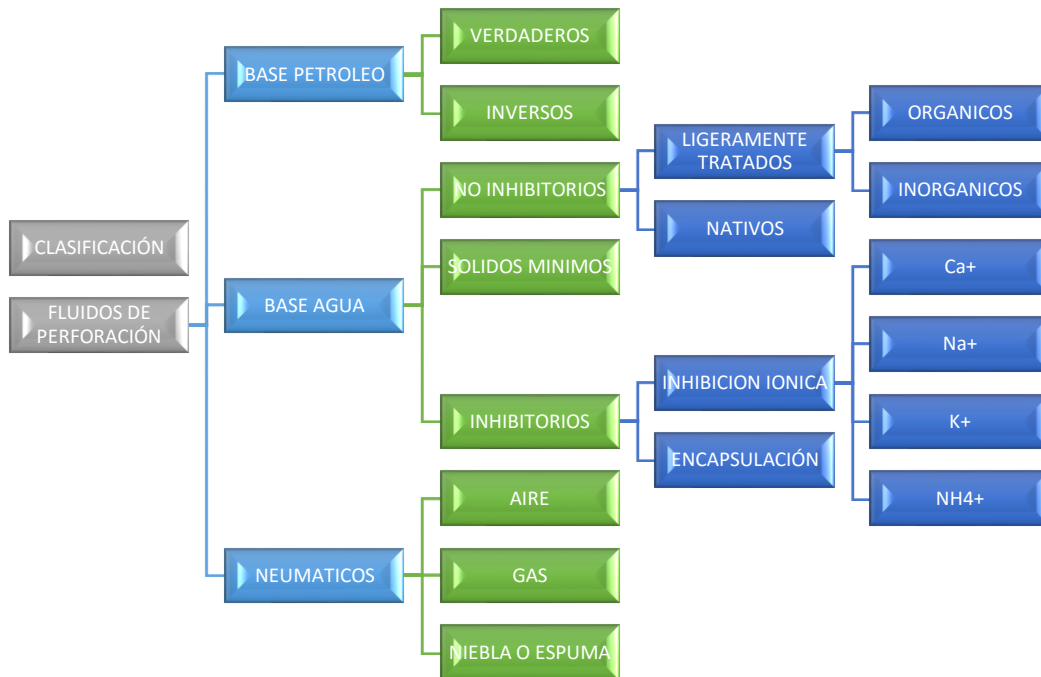
Las funciones principales que un fluido realiza varían con el tipo de fluido seleccionado. Éstos son:

- Eliminación de residuos perforados: debajo de la broca y del espacio anular alrededor de la sarta de perforación.
- Contención de presiones fluidas de formación subsuperficial.
- Estabilización del orificio antes de la envoltura o cementación.
- Enfriamiento y lubricación de la sarta de perforación y la broca.
- Suspensión de sólidos deseados y facilidad de remoción de sólidos no deseados.
- Reducción en el peso de la sarta de revestimiento y la sarta de perforación, mientras está suspendida en el pozo.
- Ayuda en la evaluación de formación.
- Limpieza de la broca.



## 2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación pueden ser clasificados como neumáticos o líquidos. Dependiendo de la fase líquida, los fluidos líquidos de perforación son de dos tipos: basados en agua y basados en aceite. Los fluidos de perforación neumática incluyen gas seco (aire, gas natural y nitrógeno), neblina, espuma y lodos gasificados.



Grafica 2:1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

## 2.2 DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS USADOS DURANTE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Las técnicas para la selección del lodo para la perforación bajo balance tienen como principal objetivo levantar los ripios desde el agujero hasta la superficie mediante la función de la circulación de los fluidos.

Es por esto, por lo que, se debe hacer una correcta selección del fluido para obtener los resultados deseados, por este motivo, se examinará con minuciosidad los sistemas y técnicas de fluidos utilizados, basados, principalmente, en la densidad equivalente:

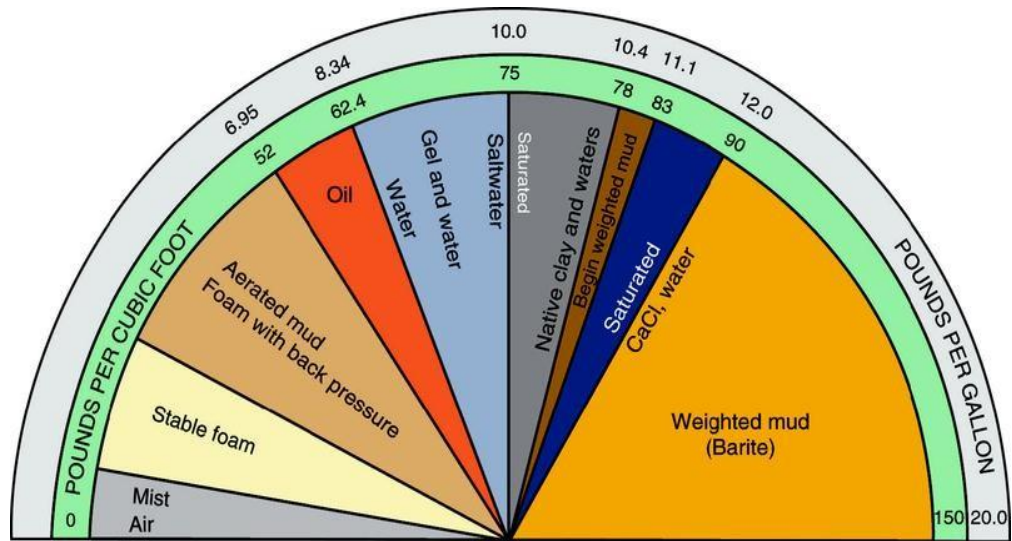


Figura 2:1 RANGO DE DENSIDAD DEL FLUIDO

Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos, Weatherford 2005.

Para el proceso de selección de un fluido UBD (Under Balance Drilling) es importante, tomar en cuenta, las características de los reservorios a intervenir, para esto, se debe analizar los siguientes factores:

- Características del yacimiento.
- Características geofísicas.
- Características de los fluidos del pozo.
- Geometría del pozo.
- Compatibilidad.
- Limpieza del pozo.
- Estabilidad de la temperatura.
- Corrosión.
- Transmisión de datos.
- La separación y manejo de fluidos en la superficie.
- Litología de la formación.
- Salud y seguridad.
- Impacto ambiental.
- Disponibilidad de la fuente de fluido.

- El permanecer por debajo de la presión del yacimiento en todo momento, es el objetivo principal para la perforación bajo balance.

Los factores antes mencionados se deben tomar en cuenta antes de realizar la selección del fluido a utilizar.

Estos fluidos están limitados, de acuerdo, con el tipo de litología y presión del poro de la zona productora, al aplicar estos parámetros se logran obtener ahorros significativos de tiempo y dinero al finalizar la operación.

La perforación con fluidos compresibles incluye: aire o gas seco, niebla espuma y lodo gasificado.

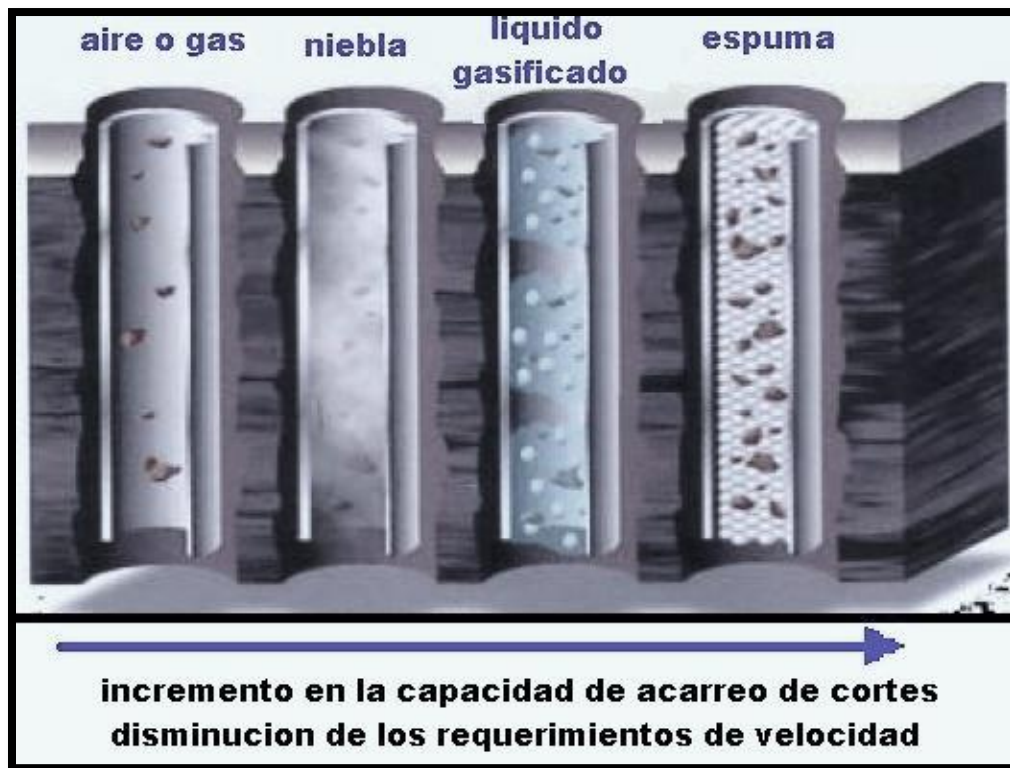


Figura 2:2 CAPACIDAD DE ARRASTRE DE RECORTES

Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos, Weatherford 2005. Pág. 20.

## 2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS

### 2.3.1 Perforación con Aire.

En esta técnica de perforación, la principal función de la circulación del aire es levantar los recortes desde el lugar donde son generados por la perforación hasta la superficie y extraerlos del pozo.

Se debe tener en cuenta que, si el flujo de aire no es el adecuado, se corre el riesgo de acumulación de ripios en el fondo del pozo, específicamente, cuando el aire no circula, correctamente. En trabajos de perforación con aire, se debe determinar el flujo necesario para realizar una adecuada limpieza del agujero.

Su principio físico se basa en que el flujo de aire ejerce una fuerza de arrastre en cada corte, en particular, que es opuesta a la gravedad. Si la fuerza de arrastre es mayor que la fuerza gravitacional, los recortes ascenderán en el espacio anular y se eliminarán en la superficie. Los recortes removidos en superficie mediante las operaciones de perforación con aire son, regularmente, muy finos al grado de pulverizarlos. (ANAYA, 2010, pág. 39)

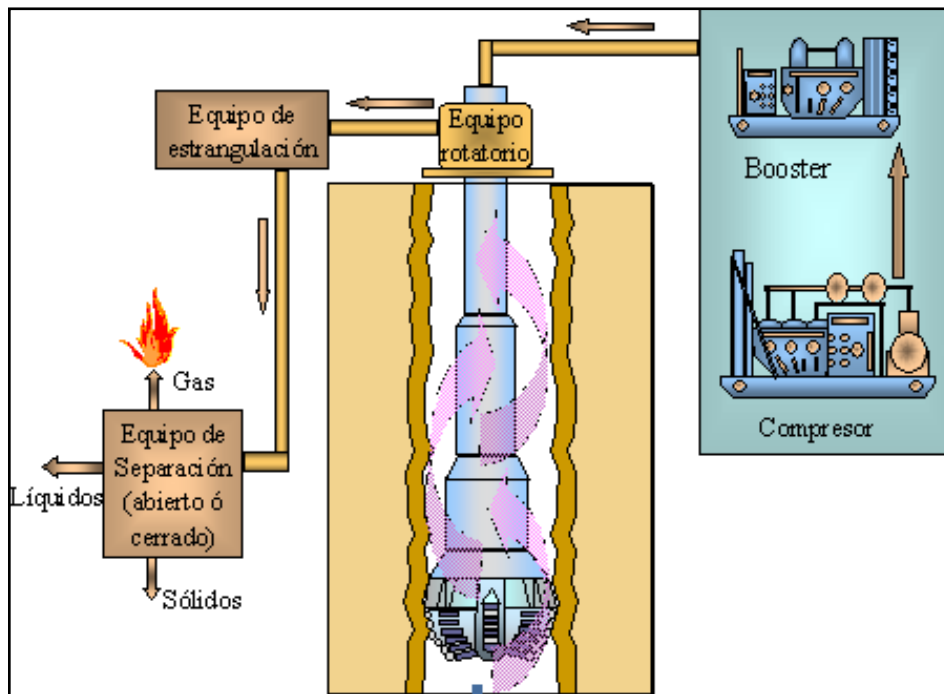


Figura 2:3 SISTEMA DE PERFORACIÓN CON FLUIDOS GASEOSOS.

Fuente: Evaluación de las oportunidades de perforación Underbalanced en el campo colorado (Omar Leonardo Sepúlveda Anaya, Bucaramanga 2010).

### 2.3.2 Perforación con Nitrógeno.

Al tomar en cuenta las experiencias con nitrógeno en operaciones de Workover de pozos se convirtió en la primera elección en operaciones UBD (Under Balance Drilling) debido a que el gas es inerte y que entre varias de sus cualidades evita o disminuye la corrosión, así como, también, las exposiciones o fugas en el fondo del pozo, el uso del nitrógeno criogénico o líquido en trabajos de perforación se limitan debido a que la operación bajo balance requiere una gran cantidad de nitrógeno.

El nitrógeno puede ser utilizado de dos maneras: en las operaciones de perforación bajo balance, el nitrógeno puede ser usado como fluido de perforación o como un componente del fluido de perforación, su principal ventaja con el aire es su mezcla de gases hidrocarburos no inflamables.

De acuerdo, con el Colegio de Minas de E.U., para una presión atmosférica se requiere menos del 12.8 % de oxígeno, antes de que sea posible crear una mezcla inflamables de O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y Metano. (perforación, 2009)

La presión existente influencia la concentración mínima de oxígeno requerido para una mezcla inflamable y está representada de la siguiente manera: (ANAYA, 2010)

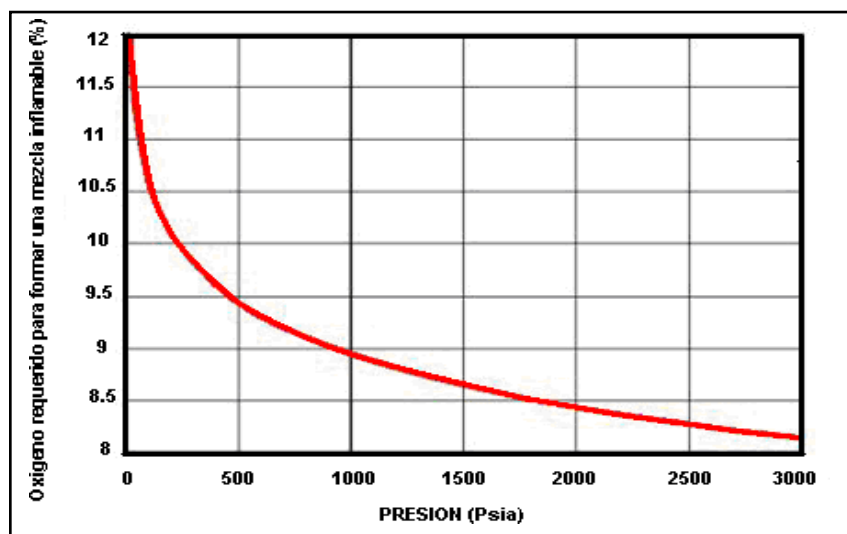


Figura 2:4 CONTENIDO DE O<sub>2</sub> PARA FORMAR UNA MEZCLA EXPLOSIVA

Fuente: principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos. Weatherford. 2005.

En esta correlación para una presión de 3000 psi, una mezcla de oxígeno, nitrógeno y metano tiene que contener un poco más del 8% de oxígeno para ser inflamable, esto representa el nivel de oxígeno en un fluido de perforación, en el cual se descarta cualquier posibilidad de un incendio en el fondo del pozo.

Al trabajar con nitrógeno como fluido circulante, la limpieza del agujero será similar al aire, extrayendo así los recortes y el influjo de líquidos a superficie.

Al utilizar inyección de nitrógeno o aire se obtienen dos situaciones: Aumento considerable en la eficiencia de la limpieza del hoyo que está perforándose, y aumento de la tasa de penetración con respecto a los costos operacionales que involucra rentar compresores, carga de combustible, entre otros. Para incrementar el caudal de inyección del nitrógeno se debe tener en cuenta que su valor económico es mayor al suministro por aire. El nitrógeno como limitación principal tiene el alto costo como fluido de perforación

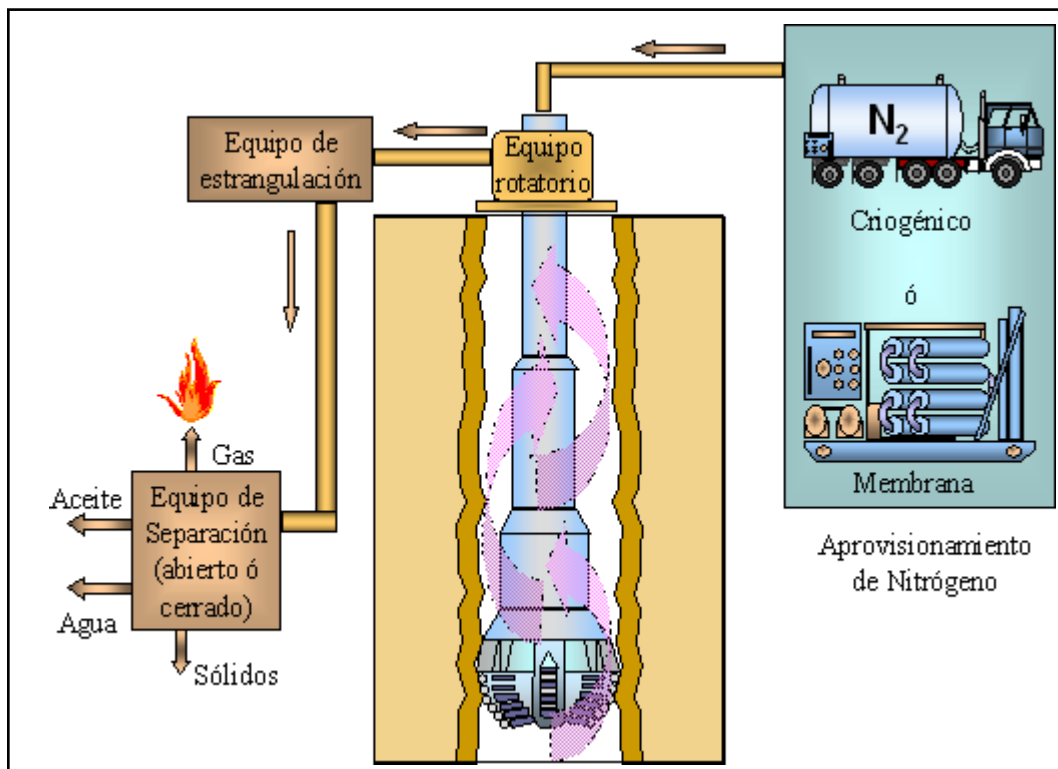


Figura 2:5 PERFORACIÓN CON NITRÓGENO Y DENSIDAD ENTRE 0.001 Y 0.012 [GR/CM3]

Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos, Weatherford 2005.

### 2.3.3 Perforación con Gas Natural

Al igual que el nitrógeno el gas natural es, también, otra opción para utilizarse como fluido circulante en las operaciones de perforación bajo balance. El uso del gas natural evita la formación de mezclas flamables en el fondo del pozo cuando se interviene la zona productora de hidrocarburos. Sin embargo, al momento de liberarse a la atmosfera esta forma una mezcla de combustible que ocasiona un mayor potencial de fuego en la superficie, por lo tanto, se acostumbra hacer los ajustes necesarios en comparación con el empleo del aire.

#### 2.3.3.1 Limpieza del Agujero.

La densidad del gas natural es, ligeramente, diferente a la densidad del aire, a condiciones similares de presión y temperatura. La gravedad específica se define como la relación de peso por unidad del volumen del gas en condiciones normales o estándar con respecto al peso mismo del volumen de aire. Hidrocarburos gaseosos tienen gravedad específica que incrementa con el aumento de su peso molecular. Ej.: el metano tiene una gravedad específica de 0.55, el etano 1.05 y el propano 1.55 a condiciones estándar de presión y temperatura.

La gravedad específica del gas natural (densidad dividida entre la densidad de aire) depende de su composición, pero está en el rango de 0.6 a 0.7, por consiguiente, la velocidad terminal y relación de levantamiento de cortes será diferente a la lograda con inyección de aire, asumiendo el mismo volumen de circulación.

A continuación, se muestra la fórmula donde se observa que la velocidad terminal de transporte de corte es, inversamente proporcional, a la raíz cuadrada de la densidad del fluido.

$$V_c = \sqrt{\frac{4g*dc*\delta c}{3Cd*\delta f}} \quad \text{Ecuación (2.0)}$$

Donde:

$V_t$ : Velocidad Terminal [pies/seg]

$dc$ : Diámetro de la Partícula [pies]

$\delta c$ : Densidad de la Partícula [lbm/pie<sup>3</sup>]

$\delta f$ : Densidad del Fluido [lbm/pie<sup>3</sup>]

$g$ : Aceleración gravitacional [32.17 pie/s<sup>2</sup>]

$Cd$ : Coeficiente de arrastre



El efecto neto es que el volumen de inyección de gas requerida para una eficiente limpieza de agujero es mayor cuando se usa gas natural que cuando se usa aire o nitrógeno.

Al perforar con aire se necesita una mayor presión de fondo, que, perforando con gas, esto se debe a que, cuando se opera con gas natural la presión de fondo debe ser menor que perforando con aire para que un volumen de inyección proporcione un transporte de recortes equivalentes.

Al operar con gas natural se debe considerar el tamaño del agujero para evitar la mínima desviación o reducción del diámetro del hoyo, esto podría disminuir la tasa de inyección.

#### *2.3.3.2 Características de la perforación con aire-gas:*

- Velocidades de Penetración altas.
- Aumenta la vida útil de la broca.
- Aumenta el rendimiento de la broca.
- Buenos trabajos de cementación.
- Alta productividad del yacimiento.
- No puede manejar grandes influjos de agua.
- Pueden presentarse baches de aire agua.
- Pueden producirse anillos de lodo en la tubería si hay influjo de agua.
- La buena limpieza del pozo depende de la velocidad en el anular.

Cuando se perfora con gas se debe tomar en cuenta la disponibilidad de una línea cercana de abastecimiento, con el fin de abaratar costos ocasionados al suministrar medios tales como: cilindros, en cuanto, a la operación, es similar a los utilizados en la perforación con aire o nitrógeno. Al realizar un viaje, la sarta debe deslizarse a través de la cabeza rotatoria y el flujo se dirige a una línea de producción que debe estar ubicada a una gran distancia del piso de la perforación para prevenir riesgos laborales.

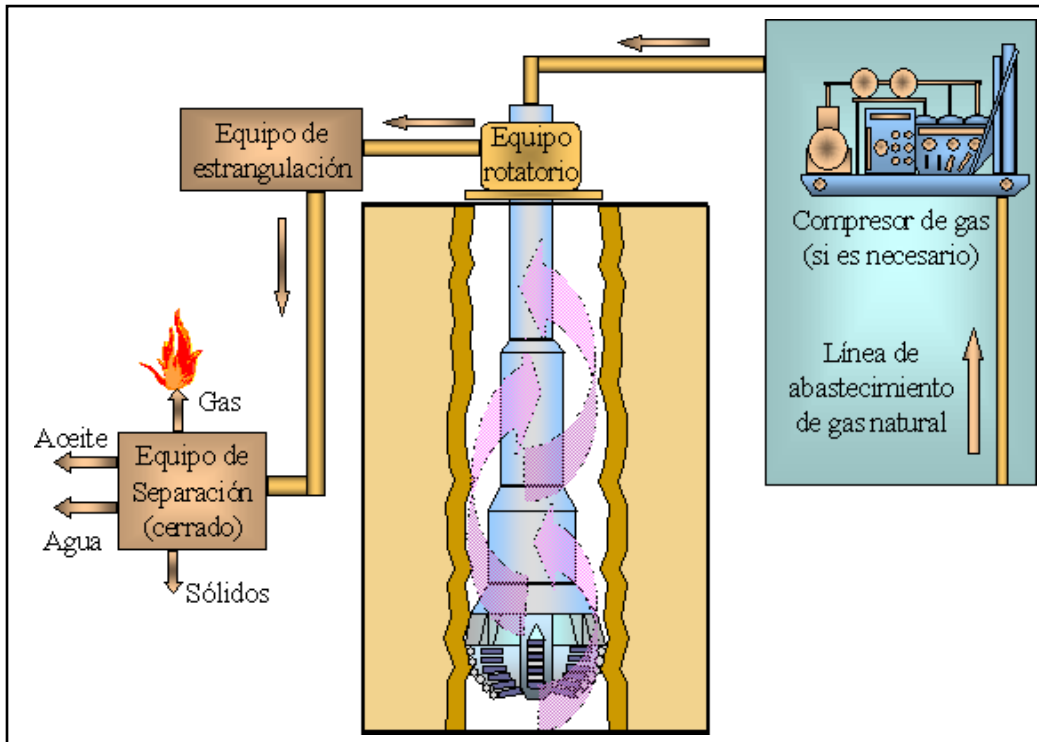


Figura 2:6 PERFORACIÓN CON GAS NATURAL Y DENSIDAD ENTRE 0.001 Y 0.012 [GR/CM<sup>3</sup>]

Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos, Weatherford 2005.

### 2.3.4 Perforación con Niebla

La perforación con niebla es la combinación de gas con agua, éste último en pequeñas proporciones. Si los sistemas de gas o aire seco no son adecuados, la inyección de una cierta cantidad de líquido formará, inicialmente, un sistema de niebla. El fluido insertado en el ambiente gaseoso se dispersará en diminutas gotas y se formará el sistema de perforación de niebla. Generalmente, este sistema es usado en operaciones donde existe influjo de agua de formación y así evitar problemas que pueden presentarse si se perfora con aire seco.

#### 2.3.4.1 Características de la perforación con niebla

- Buena eficiencia de arrastre de recortes de perforación
- Alta tasa de penetración por buena limpieza y baja densidad
- Gracias a la eficiencia de arrastre reduce caudales de bombeo de líquidos
- Disminuye los baches dentro del pozo

- Es importante, un buen control de superficie y estabilizar las condiciones en el fondo del pozo
- Reduce el influjo de agua, mediante, la adición de líquidos.

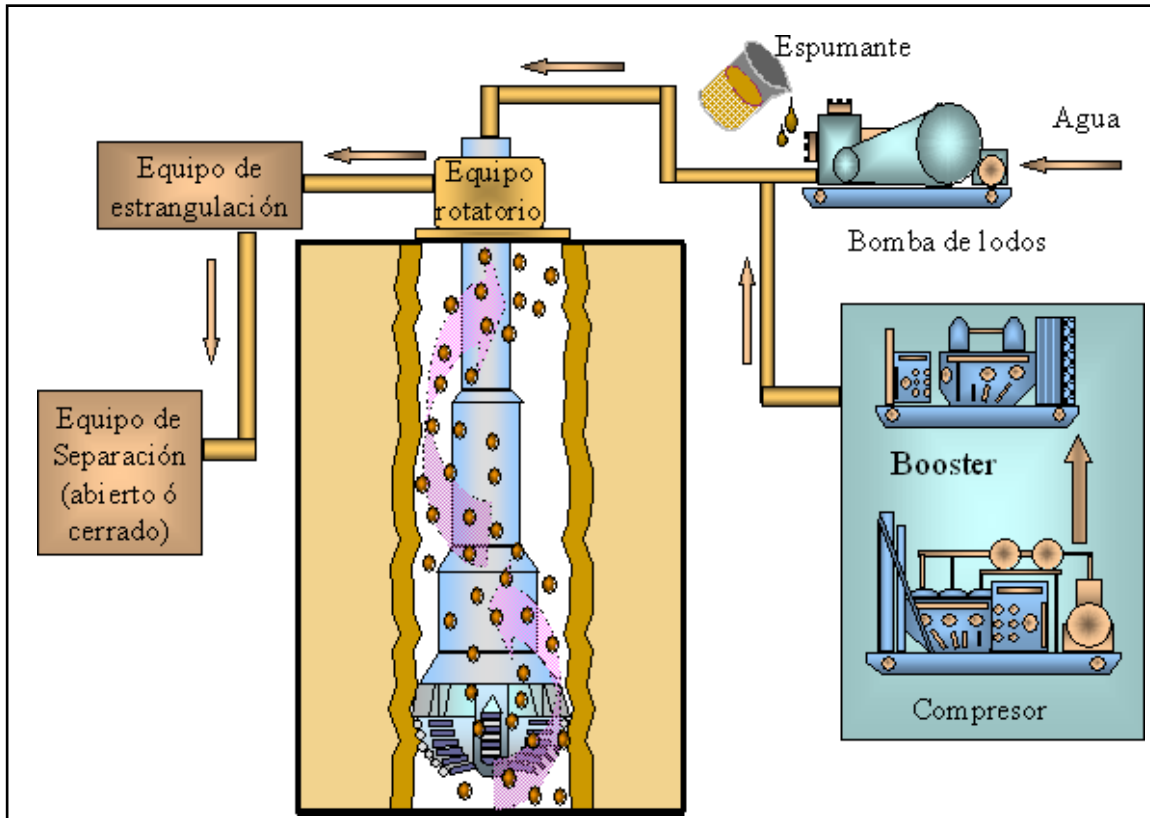


Figura 2:7 PERFORACIÓN CON NIEBLA Y DENSIDAD ENTRE 0.012 Y 0.036 [GR/CM3]

Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos, Weatherford 2005.

### 2.3.5 Perforación con Líquidos Gasificados

Si un sistema de espuma es demasiado ligero para el pozo, se puede utilizar un sistema gasificado. En estos sistemas, el líquido se gasifica para reducir la densidad.



Figura 2:8 TRANSPORTE DE CORTES CON FLUIDOS GASIFICADOS

Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos, Weatherford 2005.

Hay varios métodos que se pueden utilizar para gasificar un sistema líquido. La utilización de gas y líquido como sistema de circulación en un pozo complica el cálculo de la hidráulica. La proporción de gas y líquido debe ser calculada, cuidadosamente, para asegurar que se utiliza un sistema de circulación estable. Si se utiliza demasiado gas se pueden presentar problemas de descontrol del pozo, limpieza del agujero y por consiguiente, pega de tubería; si no se utiliza suficiente gas, se excede la presión requerida del fondo de agujero y el pozo se convierte en un sistema sobre balanceado que lo puede inducir a pérdidas de circulación. Los líquidos gasificados, generalmente, no contienen surfactante y siempre, tiene considerable volumen de líquido bajo condiciones de fondo del pozo. La presión

de fondo tiende a ser mayor en sistemas gasificados que en sistemas de fluido más ligeros. Las densidades efectivas de los líquidos gasificados se encuentran, principalmente, entre 0.48 a 0.84 [gr/cm<sup>3</sup>]. A diferencia de otros fluidos de perforación ligeros (espuma) la fase líquida de los fluidos gasificados es, siempre, limpiada y bombeada dentro del pozo, después de retornar a la superficie.

Originalmente, los lodos aireados constituyen la mayoría de los fluidos de perforación con líquidos gasificados. Las pérdidas severas de circulación pueden llegar a ocasionar elevados incrementos operacionales y problemas en la perforación. Existen algunas áreas donde los materiales para pérdidas de circulación, cementación y aditivos solo permiten recuperar o establecer, parcialmente, la circulación del pozo. En estas áreas, la reducción de la densidad gasificando el lodo de perforación hasta que la presión de circulación sea igual o inferior a la presión de formación; puede llegar a ser una forma económica y efectiva para prevenir las pérdidas de circulación.

Recientemente, los líquidos gasificados se han convertido en los fluidos de perforación predominante usados en la mayor parte del mundo. Su base líquida está conformada por agua, aceite, Diesel o lodo que se gasifican utilizando aire, nitrógeno o menos frecuente por gas natural. Muchas de estas aplicaciones se involucran en el desarrollo de pozos horizontales. A diferencia de los pozos verticales, éstos son más propensos al daño de la formación a medida que el intervalo de producción tiende a estar expuesto al fluido de perforación por largos períodos de tiempo. La estimulación en largos intervalos horizontales para vencer el daño a la formación resulta difícil y costosa. Perforar bajo balance evita el daño a la formación y la necesidad de una estimulación. Esto podría reducir considerablemente, los costos del pozo, aunque los costos de perforación incrementarían debido a un requerimiento de equipo adicional. La presión de circulación puede ser controlada ajustando el caudal de inyección de gas y líquido.

A menudo, la presión diferencial en perforación bajo balance, entre el pozo y los fluidos de formación es muy pequeña, en el rango de 250 a 500 [psi].

### 2.3.5.1 Características en sistemas aireados:

- Incrementa la velocidad de penetración
- Previene el daño a la formación
- Mejora la productividad
- Reduce las pérdidas de circulación
- Prueba en tiempo real en la zona de producción

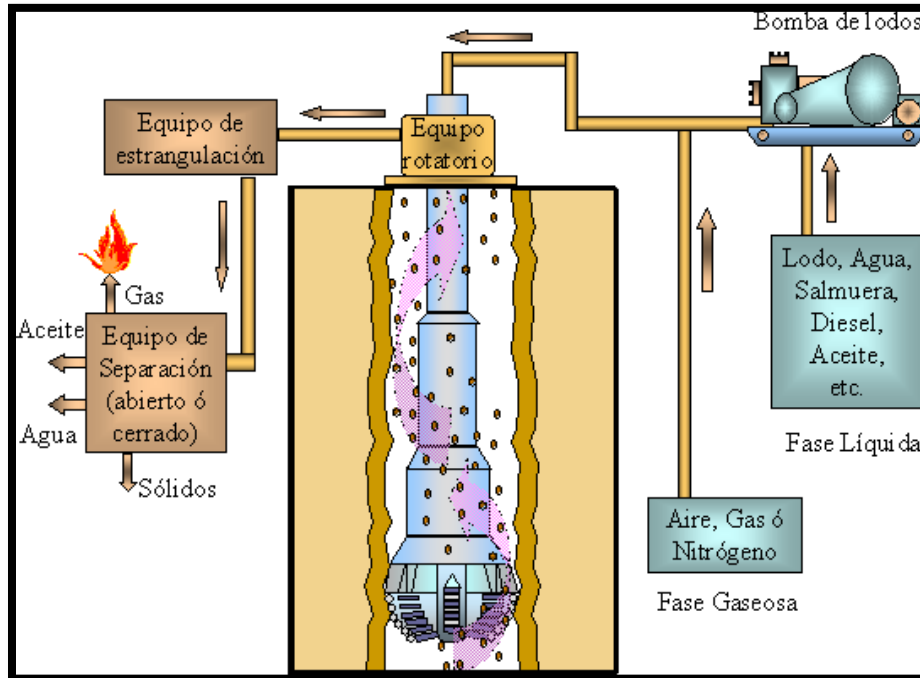


Figura 2:9 PERFORACIÓN CON LÍQUIDOS GASIFICADOS Y DENSIDAD ENTRE 0.48 Y 0.85 [GR/CM3]

Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos, Weatherford 2005.

### 2.3.6 Perforación con Flujo líquido

Esta técnica se realiza con un fluido líquido, siendo la columna hidrostática diseñada para permitir que la formación fluya durante la operación de perforación, por tanto, el fluido que regrese a la superficie consta de agua y/o aceite, gas natural y lodo de perforación.

Las técnicas antes descritas permiten que el fluido de la formación ingrese al pozo, es por ello, que inyectan un fluido gaseoso para reducir la densidad. En este caso, el fluido líquido será utilizado para la perforación en condición bajo balance.

Para estas operaciones, se requieren equipos especializados que permitan garantizar el monitoreo de operaciones, tanto en superficie como en subsuelo.

Empresas especializadas toman en cuenta esta técnica como una de las más viables hacia el futuro, esto se debe a que la perforación con fluidos líquidos no requiere sistema de suministro de gas, esto conlleva a una reducción de costos de operación diaria comparado con las técnicas de perforación de bajo balance con fluidos gasificados.

### ***2.3.7 Perforación con Flujo controlado (MPD)***

Este sistema de perforación con flujo controlado utiliza una serie de herramientas y técnicas, las cuales minimizan los riesgos y costos asociados con la perforación de pozos con limitaciones en el entorno del agujero, mediante, el control proactivo del perfil de presión hidrostática en el anular.

Este sistema incluye un control de la contra presión, densidad y propiedades reológicas del fluido, nivel de fluido en el anular, pérdidas por fricción y geometría del agujero o la combinación de éstas.

El flujo controlado permite rápidas acciones correctivas para el control de las variaciones de presión observadas. La capacidad de control dinámico en la presión anular facilita la perforación de prospectos que, de otra manera, serían, económicamente, no viables.

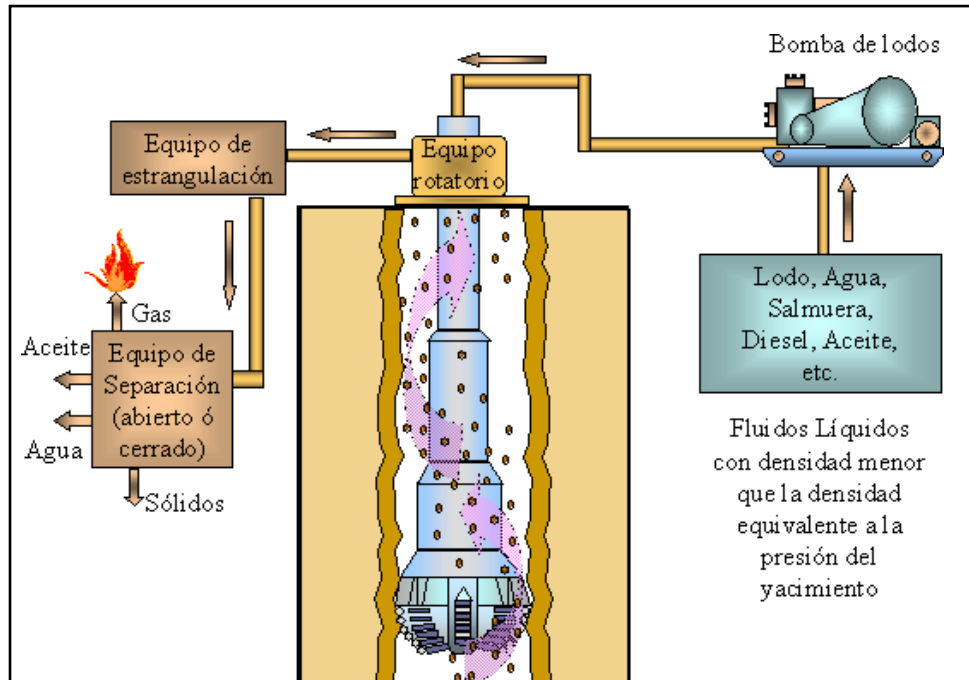


Figura 2:10 PERFORACIÓN CON FLUJO CONTROLADO Y DENSIDAD MAYORES DE 0.85 [GR/CM3]

Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos, Weatherford 2005.

### 2.3.8 Perforación con Espuma Estable

El sistema de espuma estable se logra inyectando una mayor cantidad de líquido y un agente espumante o surfactante. La espuma estable que se utiliza para perforar tiene una textura como la espuma de afeitar. Es un fluido de perforación muy bueno con una capacidad de acarreo de cortes, muy alta por su viscosidad y una densidad baja, lo que permite tener columnas hidrostáticas reducidas en el pozo.



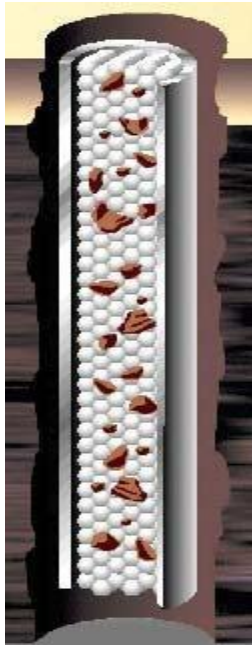


Figura 2:11 TRANSPORTE DE CORTES CON ESPUMAS.

Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos, Weatherford 2005. Pág. 20.

En los sistemas de espuma tradicional, una espuma estable mantiene dicha condición, incluso cuando retorna a superficie convirtiéndose en un problema si la espuma no se puede romper lo suficientemente rápido. En los antiguos sistemas de espuma, la cantidad de agente, antiespumante, tenía que ser examinada para que la espuma se rompiera antes de que cualquier fluido dejara los separadores. Especialmente, en la perforación con sistemas cerrados de circulación, la espuma estable podría causar problemas de sobre flujo por los separadores. Con los sistemas de espuma desarrollados recientemente estos se logran romper con más facilidad y permiten que el líquido sea reciclado, teniendo como resultado disminución de agente espumante y fluido utilizado.

#### 2.3.8.1 Características de la perforación con espuma:

- La adición de líquido en el sistema reduce el influjo de agua.
- Alta capacidad de acarreo de cortes de perforación.
- Alta velocidad de penetración por baja densidad y buena limpieza.
- Reduce caudales de bombeo de líquido por su capacidad de acarreo.
- Reduce tendencia de baches dentro del pozo.

- No afecta la remoción de cortes ni la densidad equivalente de circulación (ECD) cuando se presentan cortes ocasionales en los retornos de la espuma a superficie.
- Es necesario, buen control en superficie y condiciones estables en el fondo del pozo.
- Es necesario, prediseñar el sistema de rompimiento de la espuma en la superficie antes de la operación.
- Se requiere equipo adicional en superficie.

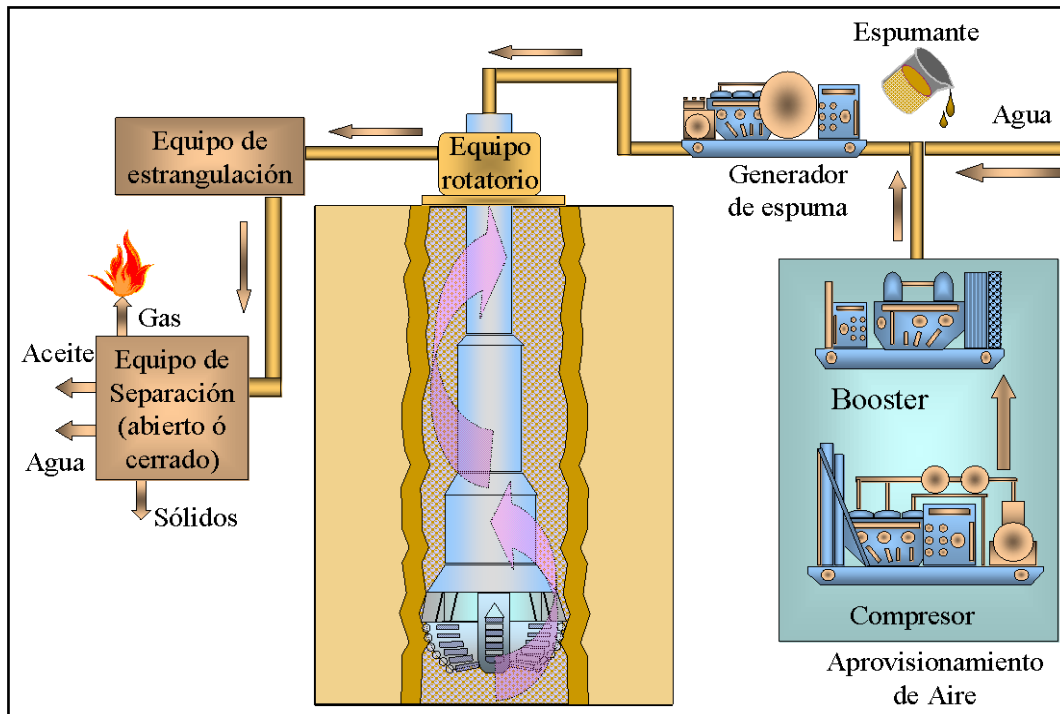


Figura 2:12 PERFORACIÓN CON ESPUMA DENSIDAD ENTRE 0.36 Y 0.42 [GR/CM3]

Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos, Weatherford 2005. Pág. 20.

### 2.3.9 Fase Continua.

Esta fase nos presenta la principal diferencia entre la espuma y la niebla, y la continuidad de sus etapas. La espuma contiene dos fases tanto, la líquida como la gaseosa suspendido en burbujas. Sin embargo, la niebla es un fluido de dos fases: la fase continua de gas y la fase líquida que está suspendida en gotas.

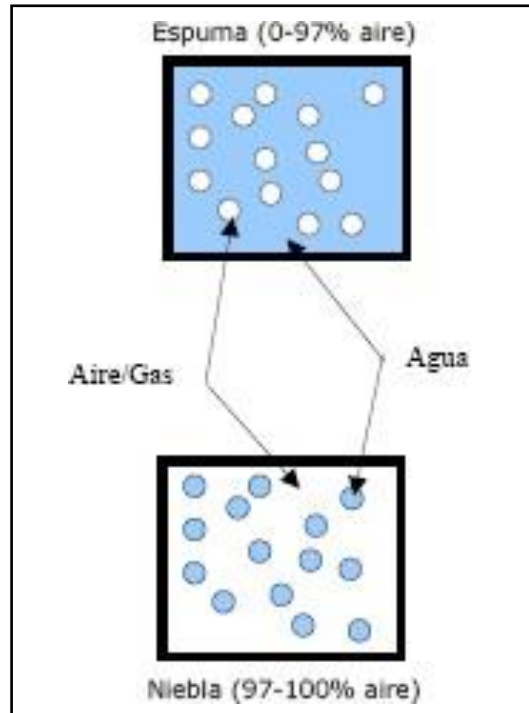


Figura 2:13 FASE CONTINUA DEL LÍQUIDO.

Fuente: Principios de perforación bajo balance y su aplicación en campos geotérmicos, Weatherford 2005. Pág. 20.

Estos fluidos tienen propiedades reológicas, capacidad de acarreo, presión hidrostática y fricción.

La alta viscosidad de la espuma permite una mejor eficiencia de transporte de cortes o ripios hasta la superficie. Y la velocidad anular es menor que la que requiere la perforación con aire o niebla.

La baja densidad de la espuma permite que las condiciones de bajo balance sean establecidas en casi todas las circunstancias. La presión de fondo con espuma tiende a ser más alta que el gas seco o la niebla. Esto reduce la velocidad de penetración.

La mayor presión anular con espuma puede, potencialmente, reducir la inestabilidad mecánica del pozo. Al mismo tiempo, las bajas velocidades anulares, típicas de la perforación con espuma, ciertamente reduce la posibilidad de erosión de la tubería de perforación.

La espuma tiene mayor capacidad de acarreo de cortes, debido a que ésta depende de la viscosidad más que la velocidad para limpiar el agujero y en comparación con la técnica de niebla, la espuma requiere menor potencia hidráulica.

## 2.4 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

1. Retirar los recortes del pozo.
2. Controlar las presiones de la formación.
3. Suspender y descargar los recortes.
4. Obturar las formaciones permeables.
5. Mantener la estabilidad del agujero.
6. Minimizar los daños al yacimiento.
7. Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación.
8. Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
9. Controlar la corrosión.
10. Facilitar la cementación y la completación.
11. Minimizar el impacto al ambiente.

## 2.5 DAÑO DE FORMACIÓN

### 2.5.1 Definición

El daño de formación indica una reducción en la permeabilidad que se da cuando los alrededores del pozo se ven involucrados al afectar de forma significativa los patrones de Flujo natural de los fluidos en la formación (MAGDALENA, 2015, pág. 12). El daño se lo puede interpretar como una disminución en la presión adicional ( $\Delta P_s$ ) y tiene relación con la proporcionalidad al caudal de producción.

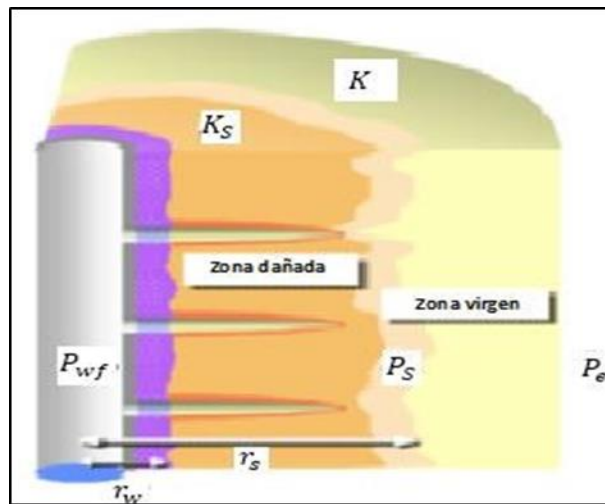


Figura 2:14 EFECTO DE DAÑO

Fuente: (MAGDALENA, 2015, pág. 13)

Donde:

$K_s$  = Permeabilidad de la zona dañada.

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluvente.

$R_w$  = Radio del pozo

$R_s$  = radio de la zona dañada

$P_s$  = Presión en la zona de daño.

$P_e$  = Presión estática

La caída de presión ubicada en la zona invadida, se representa como la diferencia que se da entre la presión del pozo y la presión sin daño: la permeabilidad se la puede obtener, mediante, ensayos de laboratorio, pero de no obtener datos precisos se la puede estimar, mediante, la relación de permeabilidades de radios de Skin y la formación, mediante, la siguiente ecuación:

$$S = \left( \frac{K}{K_{skin}} - 1 \right) * \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad \text{Ecuación (2.1)}$$

Donde:

$S$  = Efecto de daño adimensional

$k$  = Permeabilidad de la formación, (md).

$k_{skin}$  = Permeabilidad de la zona dañada.

$r_w$  = Radio del pozo

$r_s$  = Radio de la zona dañada

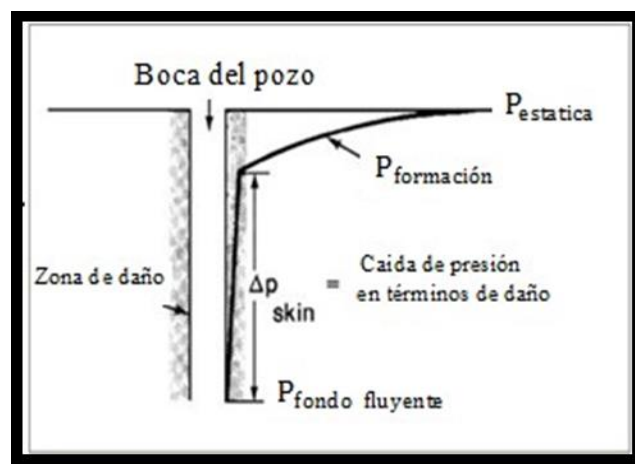


Figura 2:15 DAÑO A LA FORMACIÓN- FACTOR DE DAÑO

Fuente: (CPVEN, 2015, PÁG. 10)

En términos de daños de la presión diferencial se presenta mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta P_s = \frac{141.2 \cdot q \cdot B \cdot u \cdot S}{k \cdot h} \quad \text{Ecuación (2.2)}$$

La siguiente figura describe la penetración de daño invadiendo la vecindad del agujero, dada como  $r_x$  y la permeabilidad de la zona afectada como  $K_x$ , sin embargo, la diferencia radica en que la permeabilidad con la zona virgen se representa como  $K$ . (Economides, 1994, pág. 83)

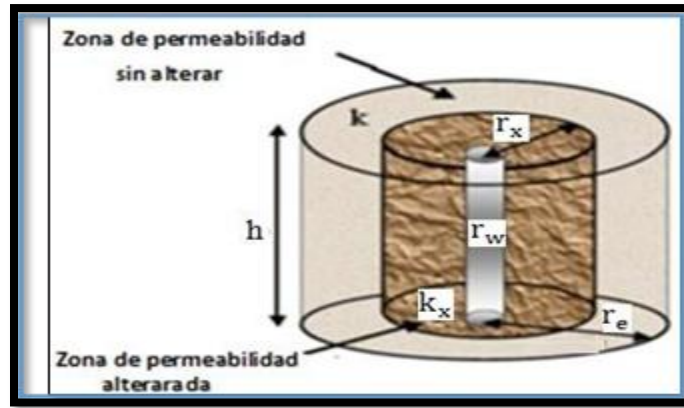


Figura 2:16 PENETRACIÓN DE DAÑO Y LA PERMEABILIDAD DE LA ZONA AFECTADA

Fuente: (Economides, 1994, pág. 83)

Mediante, la costra se puede generar una estimación de la permeabilidad determinante, visto que es mucho menor a la permeabilidad de las formaciones productoras, y se puede calcular, mediante, la ecuación de Darcy:

$$q = \frac{KA\Delta P}{\mu h} \quad \text{Ecuación (2.3)}$$

Donde:

$q$  = Caudal de filtrado ( $\text{cm}^3/\text{seg}$ )

$K$  = Permeabilidad (darcys)

$A$  = Superficie de la sección transversal ( $\text{cm}^2$ )

$\Delta P$  = Presión diferencial (Atmosferas)

$\mu$  = Viscosidad (cP)

$h$  = Espesor de revoque (cm)

Al tomar en cuenta los valores comunes del factor de daño(s) se obtienen parámetros del daño verdadero a la formación y de tomar acciones durante la vida del pozo:

Tabla 2:1 Valores del daño de formación

<b>Altamente dañado</b>	<b><math>S &gt; 10</math></b>
<b>Dañado</b>	$10 > S > 0$
<b>Sin daño</b>	$S = 0$
<b>Acidificado</b>	$-1 < S < -3$
<b>Fracturado</b>	$-2 < S < -4$
<b>Fracturas masivas</b>	$S < -5$

## 2.6 CAPACIDAD Y VOLUMEN DE LOS TANQUES

### 2.6.1 Cálculo de la cantidad de fluido en el sistema de perforación

Los tanques de lodos o también llamados fosos de lodos usados para almacenar los fluidos de perforación deben que tener la capacidad de almacenar la cantidad necesaria para el fluido empleado tanto en la superficie como en la columna de perforación, la cual tiene forma Rectangular

### 2.6.2 Volumen del tanque

Para calcular el volumen del tanque rectangular se debe tener en cuenta que la capacidad puede ser calculada a partir de la altura, anchura y longitud

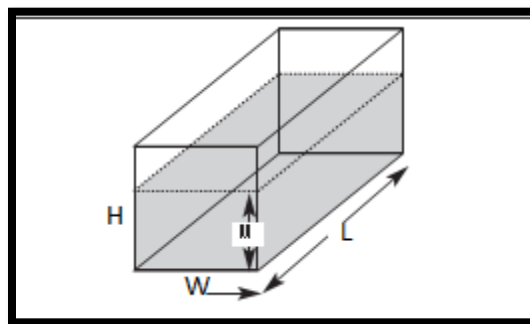


Figura 2:17 TANQUE DE LODO RECTANGULAR  
Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

Donde:

- V = Capacidad del tanque
- L= Longitud del tanque
- W= Anchura del tanque
- H= Altura del tanque
- M= Altura del nivel de lodo

Ecuación para calcular la capacidad de un recipiente rectangular es:

$$Volumen = Longitud \times Anchura \times Altura \quad \text{Ecuación (2.4)}$$

### **2.6.3 Volumen del pozo**

Es necesario, conocer la capacidad del pozo sin la tubería para saber la cantidad de fluido que soportaría la columna.

$$V_{sección} = \frac{\pi D^2 L}{4} \quad \text{Ecuación (2.5)}$$

### **2.6.4 Capacidad de la tubería de perforación o las portamechas**

Es el volumen del pozo con la columna de perforación dentro del pozo.

$$V_{tubería} = \frac{D I^2 - D E^2 L}{1.029} \quad \text{Ecuación (2.6)}$$

### **2.6.5 Volumen Anular**

Se calcula, restando las áreas de los dos círculos que definen el espacio anular.

$$V_{espacio\ anular} = \frac{D I^2 - D E^2 L}{1.029} \quad \text{Ecuación (2.7)}$$

## **2.7 GEO PRESIONES**

### **2.7.1 Presión Hidrostática.**

Es la presión de la columna del fluido tomando en consideración el fondo de los elementos que lo contienen y las paredes del pozo. La columna hidrostática se forma mediante el lodo y la densidad del fluido, con respecto a la profundidad vertical de la columna, según el tramo determinado.



### 2.7.2 *Gradiente de presión.*

También, llamada gradiente del fluido se la obtiene, mediante, la variación de presión hidrostática dada por la densidad del fluido, respecto a la profundidad.

### 2.7.3 *Presión de poro.*

Es la presión de formación que se encuentra en los poros contenidos en las rocas, se clasifican de la siguiente manera:

- Presión normal de formación
- Presión anormal de formación

### 2.7.4 *Presión normal de formación.*

Para una profundidad vertical determinada la presión de poro es igual a la presión hidrostática, el gradiente de presión, por lo general, se encuentra entre 0.433 psi/ft – 0.465 psi/ft. esto varía, de acuerdo, a la concentración de sales, de los fluidos y temperatura.

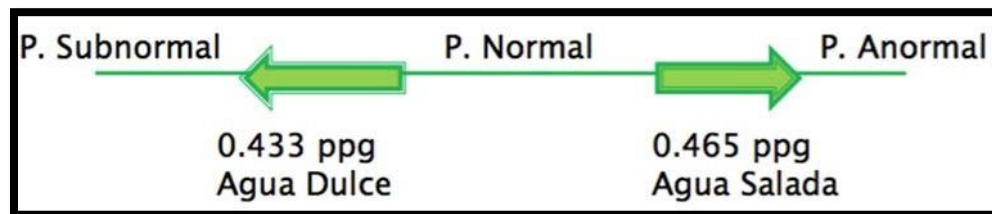


Figura 2:18 PRESIONES DIFERENTES A LA NORMAL

Fuente: ( HERRERA, 2018, pág. 38)

### 2.7.5 *Presión anormal.*

Esta presión es mayor a la presión normal ( $>0.465$ ppg). También, llamada como sobre presionada o Geo presionada.

### 2.7.6 *Presión de Fractura.*

Es la cantidad necesaria de presión para romper la estructura de una formación.

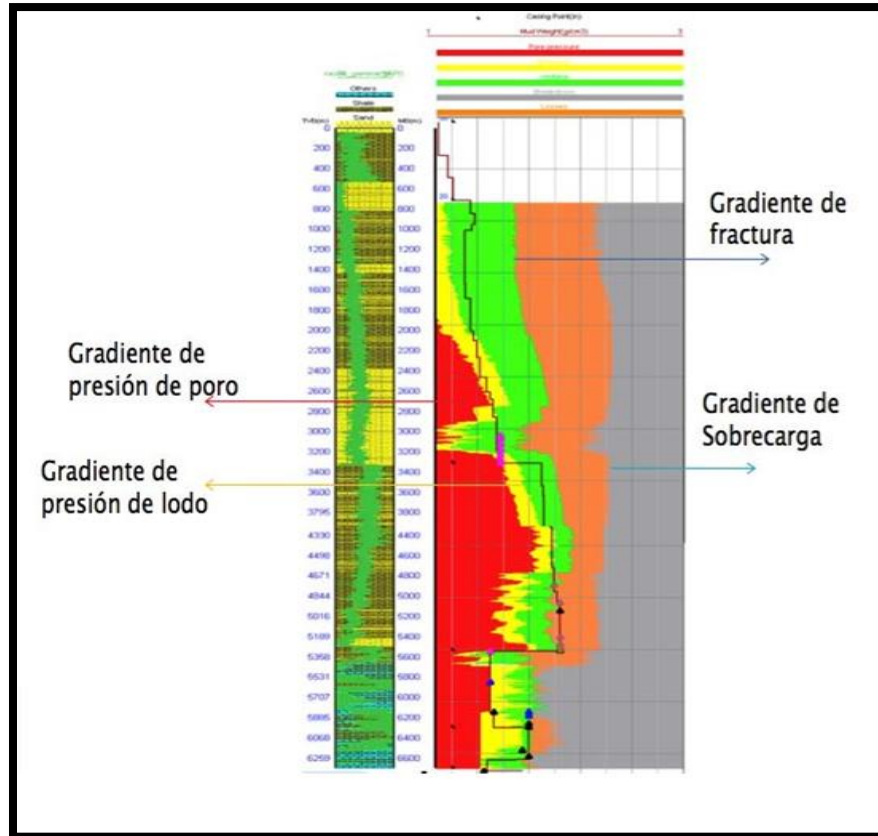


Figura 2:19 EJEMPLO DE REGISTRO DE RAYOS GAMA

Fuente:( HERRERA, 2018, pág. 40)

## 2.8 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

Se caracterizarán las relaciones genéticas entre la roca generadora y las acumulaciones de hidrocarburos de la Península de Santa Elena, describiendo los elementos esenciales del sistema (roca generadora, roca reservorio, sello) y los procesos de formación de la trampa y generación-migración- acumulación del petróleo (Magoon, 1992).

### 2.8.1 *Atlanta Sandstones (Fm. Azúcar)*

Esta gruesa secuencia de origen turbidítico, constituye los principales reservorios del campo Ancón, donde se han acumulado más de 84 MM BIs con una producción acumulada promedio por pozo de 137 M BIs (22 Mm<sup>3</sup>). Se debe hacer notar que los promedios por pozo no son representativos, debido a la sobre perforación.

Se compone de areniscas medianas a gruesas, conglomerádicas, mal seleccionadas, con cemento silíceo y abundante matriz arcillosa; participan, también, conglomerados compactos, masivos y pobremente, estratificados.

De acuerdo, al modelo de Mutti y Ricci-Lucchi y Normark (1978) se pueden diferenciar distintas asociaciones las cuales son:

**Facies de abanico Inferior.** (Facies San José) Turbiditas areno-pelíticas distales con bajo contenido de arena, en cuerpos lenticulares (Tipo “C” y “D”)

**Facies del abanico medio y superior.** (Facies Atlanta I) Alto porcentaje de arena en lóbulos de Supra-abanico, en estratos masivos (Tipo “B” y “C”). Con participación minoritaria de sedimentos pelíticos (Tipo “G” y “E”), producto de relleno de relieves.

**Facies de Abanico canalizado Superior.** (Facies Atlanta II) Facies de Abanico superior, relleno de valles submarinos, intercalados en niveles de sobre banco. (Tipo “A” y “B”).

**Facies de Abanico superior marginal y talud de plataforma.** (Facies Atlanta III) Fangolitas laminadas y areniscas finas. Turbiditas arcillosas y depósitos caóticos con cuerpos arenosos aislados. (Tipo “G”, “E” “D” “F” y “A”).

### ***2.8.2 Fm. Passage Beds.***

Esta secuencia turbidítica se encuentra en discordancia sobre Atlanta Sandstone (Arenisca) y presenta un espesor variable ente 0 y 2000 pies, y es la base del grupo Ancón de edad Eoceno Medio.

Se compone por una monótona sucesión de lutitas y arcillitas con intercalaciones delgadas de areniscas de grano fino a medio, de hasta 2 a 10 pies de espesor. La relación arena/arcilla de dicha secuencia es aproximadamente 0.5, la porosidad de los intervalos arenosos es del orden de 13 % promedio. La resistividad de estas arenas está comprendida entre 10 a 20 ohm.

### ***2.8.3 Santo Tomas Sandstones (Gr. Ancón).***

Estos reservorios se encuentran desarrollados desde la zona de Tigre, al norte del Campo Ancón, hasta el área de San Joaquín – La Fe al sur.

Representan la culminación del ciclo turbidítico de la Fm Passage Beds, constituyendo depósitos de relleno de canal submarino en una posición de abanico superior. Son depósitos lenticulares con dirección de desarrollo preferencial N-S y presentan un espesor medio de 200 pies y se encuentran en un rango de profundidades de 1700 a 2000 pies.

Son arenas arcillosas con una porosidad promedio de 11 % y en perfiles eléctricos presentan una resistividad de 10 a 30 Ohm.

#### **2.8.4 Fm. Socorro.**

En esta formación, se encuentran los reservorios someros de segunda importancia en el campo Ancón. El rango de profundidades que varía entre 200 y 1500 pies, habiéndose perforado, aproximadamente, 1300 pozos someros.

Son Turbiditas finamente estratificadas, en estratos centímetros a decimétricos, depositados en un ambiente de plataforma externa, que presentan mayor contenido arenoso en la base donde se presentan algunos niveles métricos de buena continuidad lateral

La porosidad medida en núcleos varía entre 15 al 25 %.

La sucesión presenta un espesor de 1500 pies y grada, verticalmente, a arcillitas y lutitas de la Fm Seca.

Para el desarrollo de estos reservorios someros se utilizó un espaciamiento de 2 a 3 Acres. La mayoría de los pozos fueron completados con cañería pre perforada en todo el espesor de Socorro, no registrándose perfiles, por esta razón, es difícil estimar una relación arena-arcilla para esta Formación.

#### **2.8.5 Litología del campo**

A continuación, se describen, brevemente, las principales características litológicas de las unidades presentes en la Península, las características generales se describen en el cuadro estratigráfico (Fig. 2.20)

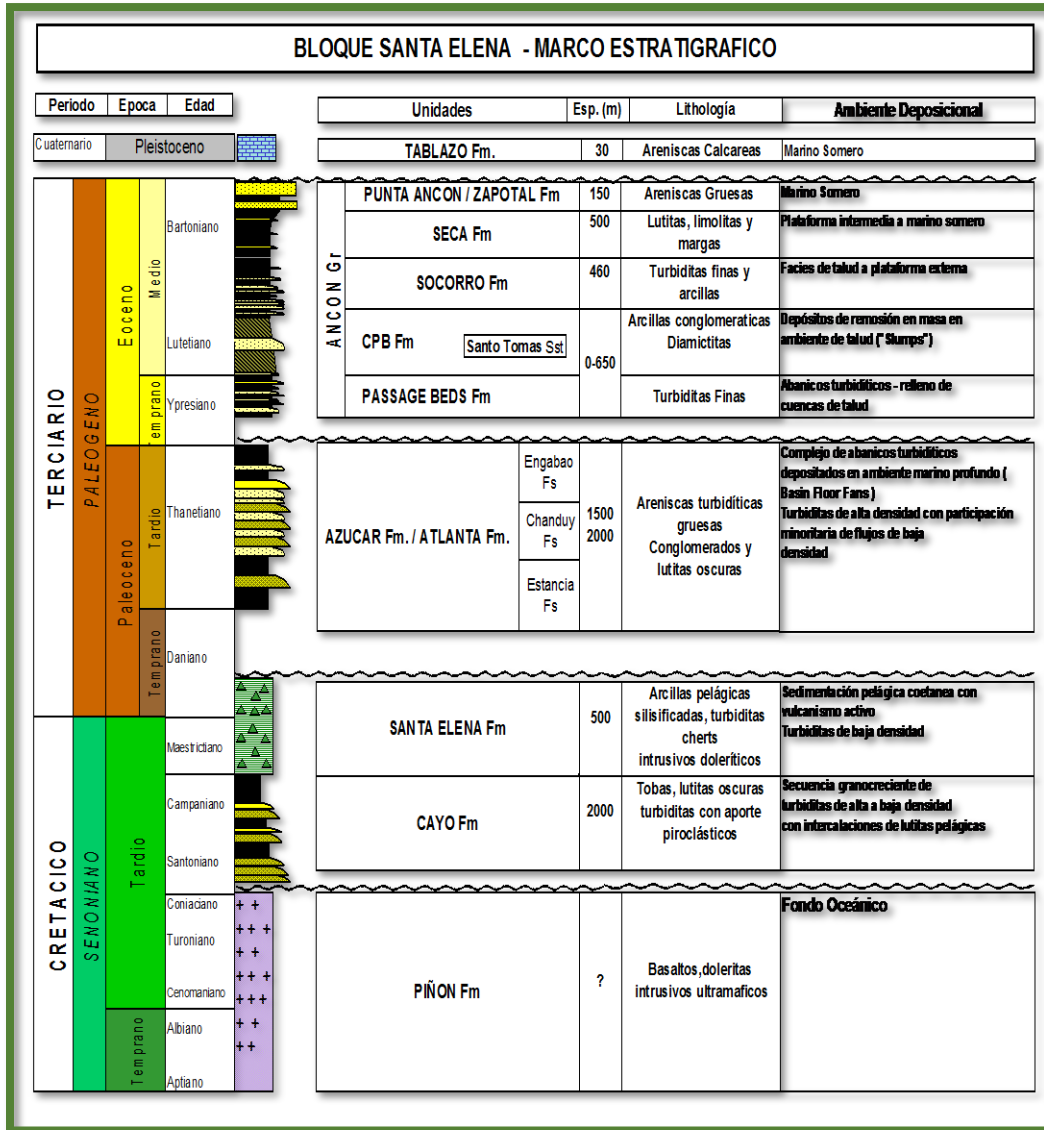


Figura 2:20 MAPA ESTRATIGRÁFICO DEL BOQUE SANTA ELENA

Fuente: Informe Geológico y de reservorios del área. Consorcio Espol –Cgc Abril – 1999

## 2.9 DESCRIPCIÓN DEL CRUDO ENCONTRADO EN EL CAMPO ANCÓN

El crudo del campo Gustavo Galindo Velasco tiene un bajo porcentaje de impurezas y un elevado grado API oscilando entre 35° y 40° lo que lo convierte en un petróleo de alto valor comercial. A continuación, se describirá un promedio de las propiedades físico/químicas del crudo de Ancón.

Tabla 2:2 PROPIEDADES DEL CRUDO DEL CAMPO GGV

Fuente: Pacifpetrol s.a.

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR
Gravedad API	°API	35.7
Gravedad específica	Adimensional	0.8457
Número Acido	mg KOH/g	0.353
Contenido de Carbón	% Peso	1.86
Nitrógeno básico	% Peso	0.0212
Nitrógeno total	% Peso	0.0539
Viscosidad cinemática @40 °C	cSt	37.274
Viscosidad cinemática @50 °C	cSt	30.699
Contenido de Azufre	% Peso	0.196
Insolubles en n-heptano	% Peso	0.84
Punto de fluidez	°C	-36
BSW	% Volumen	0
Contenido de sal	lb/1000BLS	0.3
Punto de inflamación	°C	0.5
Contenido de Fe	ppm	0.776
Contenido de V	ppm	2.43
Contenido de Ni	ppm	2.42
Contenido de Na	ppm	1.3
Punto de congelación.	°C	< -40
RVP (psi)	psi	5.78
Cenizas	% Peso	0.001
Punto de chispa	°C	-29
Ceras	% Peso	23.87

## 2.10 FORMACIONES PRODUCTORAS

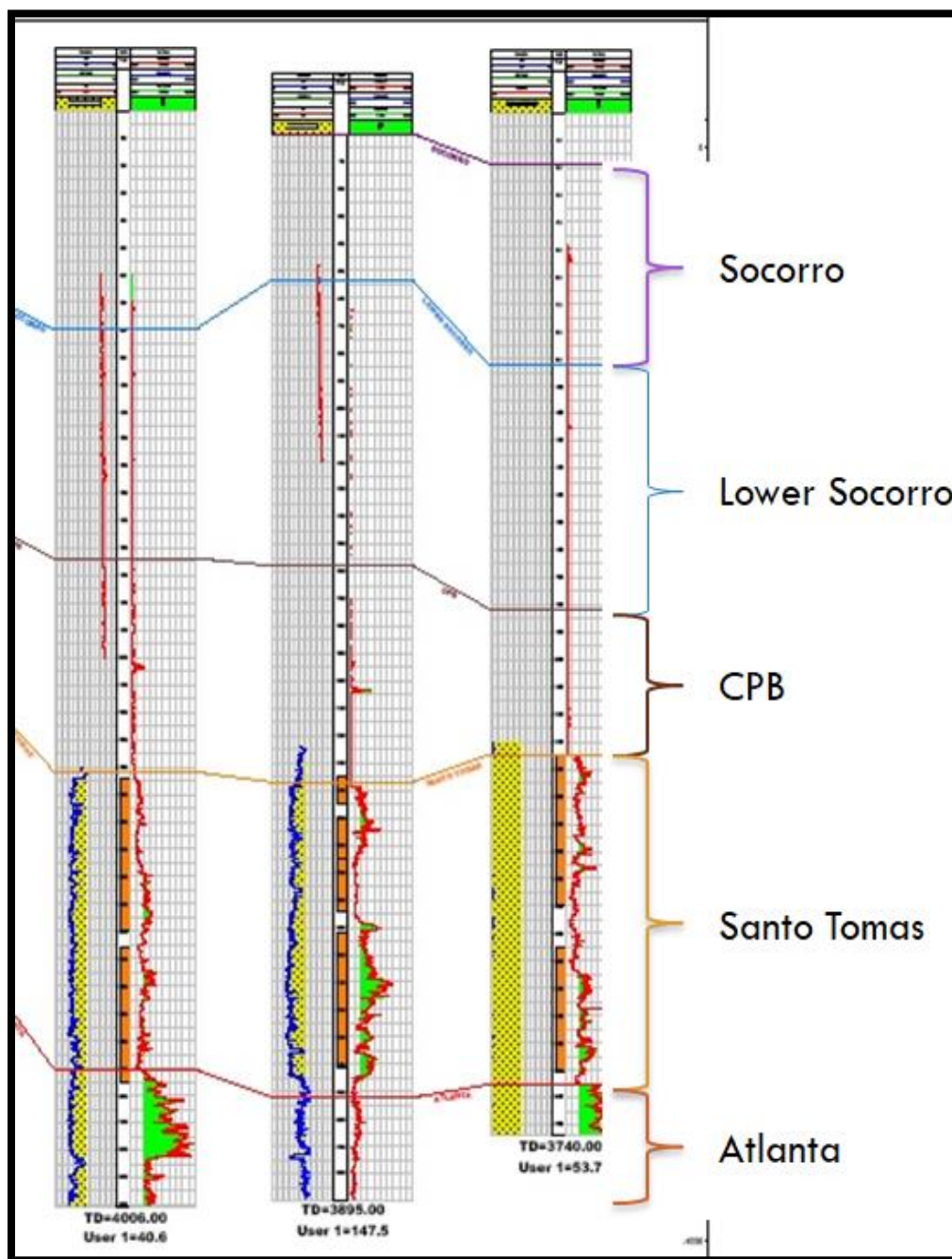


Figura 2:21 FORMACIONES PRODUCTORAS

Fuente: Pacifpetrol s.a.

A las formaciones productoras del campo Ancón se las puede integrar en los tres grupos siguientes:

**El grupo perteneciente al “Campo Ancón”:**

1. Formación socorro (so)
2. Formación clay pebble beds (cpb)
3. Formación santo Tomás (st)
4. Formación passage beds (pb)
5. Formación Atlanta (at)

**El grupo perteneciente al área norte “Petrópolis, Santa Paula”:**

1. Formación Atlanta basal (at bs)
2. Formación santa Elena (se)

**El grupo perteneciente al área “San Vicente –Morrillo”:**

1. Fm. Socorro
2. Fm. Santa Elena

**2.11 EQUIPOS UTILIZADOS PARA MEDIR LA COSTRA DE LODO EN LABORATORIO**

Las propiedades físicas y químicas de un lodo de perforación deben controlarse, debidamente, para asegurar un desempeño adecuado de éste, durante las operaciones de perforación. Se verifican, sistemáticamente, en el pozo y se registran en un formulario denominado informe de lodo API. Los procedimientos para realizar los ensayos se describen, brevemente, en este capítulo:

1. Densidad del lodo
2. Propiedades reológicas
  - a) Viscosidad de embudo
  - b) Viscosidad plástica
  - c) Punto de cedencia
  - d) Resistencia de gel



1. Características de filtración
  - a) API (temperatura ambiente, baja presión)
2. Análisis del filtrado
  - a) Alcalinidad
  - b) Concentración de sal (Cloruros)
  - c) Concentración de calcio y yeso
3. Temperatura

### ***2.11.1 Densidad del lodo***

Las presiones de la formación son contenidas por la presión hidrostática del lodo, está en función de la profundidad y de la densidad del lodo. Éste es el peso por unidad de volumen y puede expresarse de diversas maneras: libras por galón (ppg), libras por pie cúbico (pcf), peso específico (sg) o kilogramos por metro cúbico ( $\text{kg/m}^3$ ).

La densidad del lodo se determina utilizando una balanza de lodo, la cual consiste en una taza (con tapa), montada en el extremo de un brazo graduado (ver figura 2). Una cuchilla del brazo reposa sobre una base de apoyo, una pesa corrediza sobre el brazo se acerca a la cuchilla o se aleja de ella, hasta balancear la taza llena de lodo. La densidad del lodo se lee directamente.

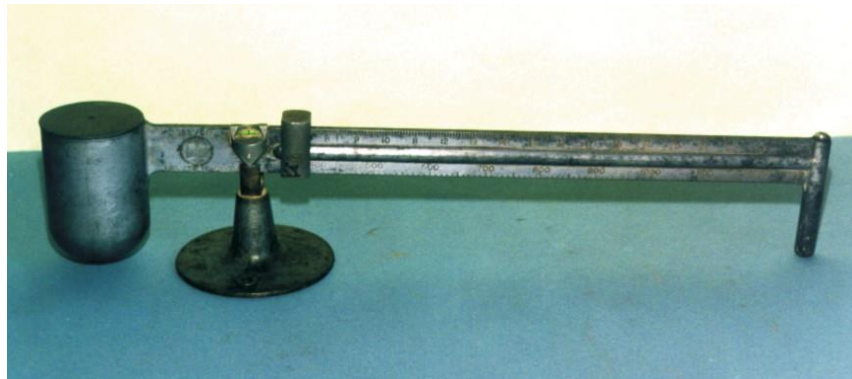


Figura 2:22 BALANZA PARA MEDIR LA DENSIDAD DEL LODOS

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

### ***2.11.2 Propiedades reológicas***

La medición de las propiedades reológicas de un lodo es importante, en el cálculo de las pérdidas de presión por fricción, para determinar la capacidad del lodo, para elevar los recortes y desprendimientos hasta la superficie; para analizar la contaminación del fluido por sólidos,

sustancias químicas y temperatura; así como para determinar los cambios de presión en el interior del pozo, durante un viaje. Las propiedades reológicas fundamentales son la viscosidad y la resistencia del gel.

Para las mediciones simples de viscosidad, se emplea el embudo de Marsh. Éste mide la velocidad de flujo en un tiempo medido. La viscosidad de embudo es el número de segundos requeridos para que 1000 ml de lodo pase a través de un tubo de 3/16" de pulgada de diámetro, colocado, a continuación, de un embudo de 12 pulgadas de largo con capacidad de 1500 ml. El valor resultante es un indicador cualitativo de la viscosidad del lodo.

Se obtiene una mejor medición de las características reológicas, mediante, el empleo de un viscosímetro electrónico rotatorio de lectura directa y de cilindros concéntricos. La unidad estándar de campo es el viscosímetro fann. El viscosímetro provee dos lecturas que se convierten, fácilmente, en los dos parámetros reológicos: viscosidad plástica y punto de cedencia. Para la viscosidad plástica se utiliza el centipoise. Éste es la resistencia al flujo del lodo causado, principalmente, por la fricción de las partículas suspendidas, y también, por la viscosidad de la fase fluida. La viscosidad plástica es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el lodo.

Para el punto de cedencia se usan como unidades la libra por 100 pies cuadrados. El punto de cedencia es la parte de la resistencia al flujo, causada por las fuerzas de atracción entre partículas. Estas fuerzas atractivas son a su vez, causadas por las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en el lodo.



Figura 2:23 EMBUDO PARA MEDIR LA VISCOSIDAD

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay



Figura 2:24 VISCOSIMETRO FANN

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

El viscosímetro, también, se usa para determinar las características tixotrópicas de los lodos, es decir, mide la capacidad de desarrollar una estructura de gel rígida o semirrígida durante el periodo de reposo. Para ello, se hacen dos mediciones de resistencia del gel: después de 10 segundos y después de 10 minutos, respectivamente.

### ***2.11.3 Características de filtración***

Cuando circula a través de una formación permeable, el lodo de perforación perderá parte de su fase líquida hacia el interior de esa formación. Los sólidos del lodo se depositarán sobre las paredes del pozo, en un espesor que idealmente, es de 1/32 de pulgada aproximadamente. El líquido que se pierde por filtración hacia la formación es el filtrado y la velocidad relativa a la cual ocurre este fenómeno se conoce como la pérdida de fluido o filtrado. La pérdida de fluido se afecta por la permeabilidad de la formación, por la presión diferencial entre el lodo y la formación; así como por las características de filtración del lodo.

Hay dos métodos estándar para medir la pérdida relativa de fluido en un lodo. En ambos, el lodo se vuelca en una pequeña cámara (o célula) que contiene un disco de papel filtro. La cámara es luego sellada, herméticamente, y se aplica una presión de gas CO<sub>2</sub> sobre el lodo, lo que empuja el filtrado a través del disco. El filtrado se recoge durante treinta minutos, en una probeta graduada. La pérdida de fluido se informa, entonces, como el número de centímetros cúbicos de filtrado recogidos en ese lapso.

Los dos ensayos son similares. Se diferencian en la presión aplicada al lodo y en la temperatura del lodo. El ensayo API estándar se lleva a cabo a temperatura ambiente y a una presión de 100 psi. Se utiliza la cámara que se muestra en la figura 5. La prueba API HT-HP se realiza, generalmente, a 300°F (14@°C) y 500 psi. A veces, el ensayo HT-HP se ejecuta a presiones y temperaturas que simulan las condiciones subterráneas.



Figura 2:25 CÁMARAS DE FILTRACIÓN DE BAJA PRESIÓN

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

#### ***2.11.4 Análisis del filtrado***

El fluido filtrado (obtenido por medio del ensayo API de filtración), se somete a ensayos químicos para determinar la presencia de contaminantes para ayudar a controlar las propiedades del lodo y poder determinar los tratamientos que se requieran. Dichos estudios también, se aplican al análisis de las aguas que se utilizarán en la preparación del lodo, ya que éstas contienen minerales disueltos que pueden afectar, materialmente, el tratamiento. Los análisis en el filtrado incluyen: alcalinidad, cloruros, calcio y yeso.

El instrumental empleado para estos análisis se ilustra en la figura 23.

#### ***2.11.5 Temperatura***

La temperatura puede afectar las propiedades reológicas del lodo y la eficacia de varios aditivos, el interior y en el fondo del pozo. Se convierte en un factor de gran importancia, pero no es posible determinarla con facilidad.

## **2.12 PROPIEDADES FÍSICAS DEL LODO DE PERFORACIÓN**

Es obligatorio especificar no solo el tipo de lodo de perforación para cada intervalo de perforación a intervenir, sino, también, las propiedades de dichos lodos. Éstas son la densidad, las propiedades de flujo o la reología, la filtración y el contenido de sólidos, así como las propiedades químicas. Para evitar problemas de perforación costosos, estas propiedades deben controlarse en el campo y mantenerse, adecuadamente, a sus valores preseleccionados. Por esta razón, es esencial monitorear cualquier cambio al realizar pruebas de campo y, por lo tanto, determinar la causa de cualquier problema y encontrar una solución. Aquí, se hace énfasis en la definición y las funciones de las propiedades del lodo, en su prueba y control de campo, y en las prácticas comunes y los errores que se observan.

### **2.12.1 VISCOSIDAD**

La viscosidad es la resistencia interna de un fluido. Este fenómeno se atribuye a la atracción entre las moléculas de un líquido y es una medida de los efectos combinados de la adhesión y la cohesión sobre las partículas suspendidas y el entorno líquido.

Cuanto mayor sea esta resistencia, mayor será la viscosidad. En otras palabras, es la resistencia ofrecida por un líquido a las fuerzas que intentan hacer que fluya.

El dispositivo más familiar para el control de la viscosidad es el embudo Marsh, que mide la viscosidad, cualitativamente, en segundos por cuarto de galón. Otro instrumento, el viscosímetro rotativo de indicación directa, mide la viscosidad, cuantitativamente. El procedimiento para el uso de éstos ha sido estandarizado por el American Petroleum Institute (API) en API-RP-13B ("Procedimiento estándar para pruebas de lodo de perforación").

Para determinar la viscosidad del embudo Marsh, el embudo se llena hasta el fondo de la pantalla. El embudo tiene capacidad para 1.500 centímetros cúbicos (cc). El tiempo en segundos requerido para que un cuarto de galón (946 cc) fluya hacia el fondo del embudo se registra como la viscosidad del embudo Marsh. El embudo debe calibrarse de modo que la viscosidad del agua sea de 25.5–26.5 s / cuarto a 65–75 ° F. Debe tenerse en cuenta que la viscosidad del embudo es solo un valor relativo y no puede utilizarse para correlaciones o cálculos de regímenes de flujo. Su función principal es monitorear la tendencia de la viscosidad. Un aumento o disminución continuo registrado en la viscosidad del embudo

significa que hay problemas de lodo y debe verificarse con un instrumento como el viscosímetro rotacional para determinar el problema exacto y sus causas.

**Control de viscosidad.** Es más común agregar bentonita o polímeros para aumentar viscosidad. Para disminuir la viscosidad, generalmente, se considera la dilución. Sin embargo, si se requiere una gran cantidad de líquido, esto puede llevar a cambios en otras propiedades y, por lo tanto, un mayor costo de lodo. Una alternativa a la dilución es la adición de diluyentes o dispersantes, como quebracho, taninos, lignosulfonatos, lignitos y polifosfatos. La adición de cualquiera de estos diluyentes a un lodo que tiene una concentración, inusualmente alta, de sólidos de baja gravedad, en realidad, puede aumentar la viscosidad. De hecho, con la excepción del agua, cualquier cosa que se agregue a un lodo en tales condiciones puede aumentar la viscosidad.

### ***2.12.2 DENSIDAD***

El término peso se usa en relación con el lodo con más frecuencia que la densidad, aunque la densidad es el término más correcto. Esta es una consecuencia de los primeros intentos de medir las propiedades de los lodos. Estas primeras pruebas incluyeron colgar cubos de un galón en balanzas de resortes e informar el peso del lodo en libras por galón (ppg, lbs / gal). La mayoría de las pruebas de densidad de lodo todavía se reportan en libras por galón. El peso del lodo, también, se puede informar en términos de libras por pie cúbico (lbs / ft<sup>3</sup>), gramos por centímetro cúbico (g/cc), gravedad específica (sg) o gradiente de presión (psi / ft).

Idealmente, se desea un peso de lodo tan bajo como el peso del agua, para tasas de perforación óptimas y para minimizar las posibilidades de fracturar la formación. Sin embargo, en la práctica, pueden ser necesarios pesos de lodo que excedan dos veces el peso del agua, para contener presiones anormales o para estabilizar, mecánicamente, formaciones inestables.

### ***2.12.3 PÉRDIDA DE LÍQUIDOS***

La pérdida de fluido se define como la pérdida de un filtrado de lodo (fase líquida) en una formación permeable que se está perforando. Debido a la presión diferencial positiva (es decir, la diferencia de presión entre la presión del lodo en el pozo y la presión del poro de la formación), el filtrado del lodo tiende a fluir hacia la formación; esto resulta en la

acumulación de sólidos de lodo depositados en las paredes del pozo, formando así lo que comúnmente, se conoce como torta de lodo (torta de filtro). El término pérdida repentina se utiliza para caracterizar la pérdida inicial de filtrado a la formación en el momento prácticamente igual, a cero. Una vez, que se forma una torta de lodo, la pérdida de filtrado a partir de ese momento, se conoce como la pérdida continua de líquido.

Pruebas de pérdida de fluidos. Hay dos tipos de pruebas para medir la pérdida de fluidos:

Prueba de filtración estática API (baja presión y temperatura estándar y alta presión y temperatura)

#### ***2.12.4 PRUEBA DE FILTRACIÓN DINÁMICA***

La prueba de filtración estática incluye la prueba API estándar a temperatura ambiente y presión diferencial de 100 psi y es la prueba sostenida para la medición de pérdida de fluido. La prueba de alta presión y temperatura es una prueba de laboratorio y se realiza a una presión diferencial de 500 psi y una temperatura de 300 ° F. Las pruebas estáticas son indicativas de la pérdida de fluido y la acumulación de la torta del filtro cuando el fluido no se está moviendo.

La prueba dinámica representa la pérdida de fluido y la acumulación de la torta del filtro, mientras, se circula el lodo de perforación. Las pruebas dinámicas son pruebas, estrictamente, realizadas en laboratorio.

Medición de pérdida de fluidos. La pérdida de fluido estático y las características de la torta de filtro de un lodo se determinan utilizando una prensa de filtro aprobada por API. En la prueba API estándar, la muestra se coloca en la celda de la prensa de filtro y se aplica una presión de 100 psi a la parte superior de la celda con un regulador de presión. Al final de los 30 minutos, el volumen de filtrado en centímetros cúbicos se registra como la pérdida estándar de filtrado API. También, se registra el grosor de la torta en 1/32” de una pulgada. Aunque una descripción exacta de las características de la torta es prácticamente imposible, las observaciones informadas (si la torta es dura, suave, resistente, firme, gomosa, etc.) pueden ser útiles para transmitir alguna idea de la consistencia de la torta.

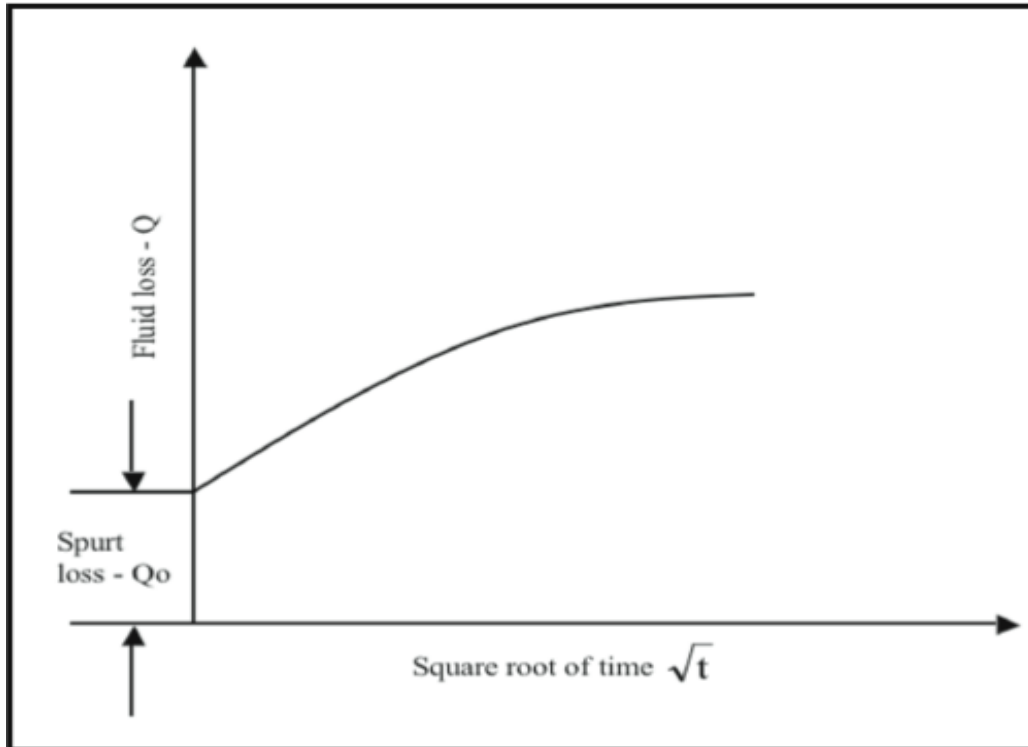


Figura 2:26 EFECTO DEL TIEMPO EN LA PÉRDIDA DE LÍQUIDOS.

Fuente: Qmax

### **2.12.5 PRESIÓN DIFERENCIAL**

El efecto que tiene la presión diferencial sobre la filtración es dictado por la compresibilidad de la torta de lodo. Por ejemplo, la permeabilidad de una torta de lodo compresible disminuirá para un aumento en la presión diferencial, lo que resultará en un aumento insignificante en la pérdida de fluido. Sin embargo, para una torta de lodo incompresible, la permeabilidad no cambiará por un aumento en la presión diferencial, lo que conduce a un aumento más pronunciado en la pérdida de fluido.



Tabla 2:3 ADITIVOS COMUNES PARA LA PÉRDIDA DE FLUIDOS

Fuente: Qmax

<b>Bentonita</b>	<b>Proporciona una buena costra de filtro básica.</b>
<b>CMC</b>	Reduce la tasa de filtración, mediante, el recubrimiento de sólidos y minimizando la floculación. Comienza a descomponerse a 300 ° F.
<b>Almidón</b>	Reduce la tasa de filtración, mediante el recubrimiento de sólidos; se echará a perder en agua dulce.  Ambiente donde el pH es menor a 11.5. Una concentración de sal de 250,000 ppm se descompondrá a temperaturas de 275 ° F.
<b>Lignosulfonatos</b>	Reduce la filtración al desflocular el lodo. Además, aumentar la viscosidad del filtrado, comience a descomponerse a 300 ° F.
<b>Lignitos</b>	Reducen la filtración al des flocular y tapar espacios abiertos en el torta de filtro. Comience a descomponer a 300 ° F.

A medida que aumenta la temperatura del agua, su viscosidad disminuye. Por lo tanto, como la temperatura de la muestra de lodo aumenta, se puede esperar que aumente la pérdida de fluido, debido a que la menor viscosidad permite que el filtrado fluya a través de la costra del filtro más fácilmente. A medida que aumenta la presión sobre una muestra de lodo, la costra del filtro, generalmente, se vuelve más compacta e impermeable al flujo del filtrado. Esto tiende a compensar parte del efecto del aumento de la temperatura del lodo.

En los lodos de bentonita, las tasas de filtración son similares a diferentes presiones. Sin embargo, con Los polímeros y otros aditivos en el lodo, la tasa de filtración está relacionada

con la presión. La composición del lodo tiene un efecto significativo sobre la tasa de filtración. Si los sólidos en un lodo están formados por partículas gruesas, como arcillas nativas, lutitas, barita y limo fino, la torta del filtro estará menos compacta que con un lodo cuyos sólidos son partículas finamente divididas de alto grado, bentonita, PAC, y barita. La mayoría de los lodos llevan una cierta cantidad de sólidos perforados (nativos arcillas y limo fino). El objetivo en un buen control de lodo es minimizar el contenido de sólidos perforados. Mediante, la adición juiciosa de bentonita y otros reductores de pérdida de fluidos, se puede lograr una mejor distribución del tamaño de la partícula. Una distribución equilibrada del tamaño de partícula proporcionará la compactibilidad óptima de la torta de filtro.

### **2.12.6 ADITIVOS PARA LODOS DE PERFORACIÓN**

Los aditivos para lodos de perforación se pueden agrupar en siete categorías:

1. Viscosificadores:
  - Bentonita
  - Atapulguita
  - Polímeros
2. Reductores de viscosidad:
  - Fosfatos
  - Tanques
  - Lignitos
  - Lignosulfonatos
  - Poliacrilatos de sodio.
3. Ponderación de materiales:
  - Barita
  - Óxido de hierro
  - Carbonato de calcio
  - Sales disueltas
  - Galena
4. Reductores de pérdida de fluidos:
  - Bentonita
  - Almidón
  - Polímeros
5. Emulsionantes
6. Materiales de circulación perdidos:
  - Cáscaras de nuez
  - Fibroso
  - Copos de celofán
  - Diesel / bentonita
7. Aditivos especiales:
  - Floculantes
  - Químicos para el control de la corrosión.
  - Antiespumante

## CAPITULO III

### 3 TÉCNICAS PARA EL PROCESO DE LA SELECCIÓN DEL FLUIDO

#### 3.1 SELECCIÓN DEL FLUIDO MEDIANTE LA CLASIFICACIÓN IADC (INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS) PARA UBD (UNDER BALANCED DRILLING)

Para selección de los fluidos para este trabajo se toma en cuenta la clasificación de pozos IADC para bajo balance, cuyo sistema tiene como propósito encontrar el riesgo general, La categoría de aplicación y sistema de fluidos utilizados, mediante, el correcto diseño de operaciones de bajo balance.

Perforación (UBD) (Under Balanced Drilling). Se clasifica, de acuerdo, con:

- Nivel de riesgo (0 a 5)
- Categoría de aplicación (A, B o C)
- Sistema de fluidos (1 a 5)

Este sistema ayuda a seleccionar un equipo con los mínimos requisitos y un diseño acorde a la necesidad operativa, mediante, procedimientos especializados y tomando en cuenta una buena práctica de gestión de seguridad.

##### 3.1.1 *Nivel de riesgo*

Al tomar ejemplos para una orientación adecuada conociendo la complejidad operativa y el potencial de productividad que ocasionan los riesgos operativos se dan a conocer los niveles: **Nivel 0:** Aumentar la producción y mejorar el rendimiento operativo, zonas que no contienen hidrocarburos.

- Perforación con aire para mejorar el ROP

**Nivel 1:** Pozo incapaz de fluir, naturalmente, a superficie. Presenta un nivel bajo y no es estable.

El riesgo desde un punto de vista del pozo controlado:

- Pozo de petróleo, subnormalmente, presionado

**Nivel 2:** Pozo incapaz de flujo natural a superficie, pero usando métodos convencionales se puede controlar.

Una falla del equipo puede tener consecuencias limitadas.

- Zonas de agua con presiones anormales.
- Pozos de petróleo con gas de poco caudal.
- Pozos de gas depletados.

**Nivel 3:** Formaciones geotérmicas y no hidrocarburadas. Cierre máximo previsto en presión (MASP) es inferior a la presión nominal del equipo UBD (Under Balanced Drilling).

- Incluye pozos geotérmicos con H<sub>2</sub>S presente

**Nivel 4:** Formaciones de rodamiento de hidrocarburos. La presión máxima de cierre anticipada es menor que la clasificación de presión operativa del equipo UBD. Una falla catastrófica del equipo tiene consecuencias serias inmediatas.

- Reservorio de alta presión y alto potencial de flujo.
- Pozos de petróleo y gas agrio.
- Ambientes offshore.
- Operaciones de perforación y producción simultáneas.

**Nivel 5:** La presión máxima de superficie es superior al funcionamiento operativo del equipo UBD (Under Balanced Drilling).

Al clasificar la presión, una falla catastrófica, probablemente, tendrá una gravedad inmediata.

- Cualquier pozo donde la MASP sea mayor que la presión nominal del equipo UBD.

### ***3.1.2 Categoría de aplicación***

**Categoría A – Perforación con presión controlada (MPD) (Under Balanced Drilling);** Perforación con retorno a la superficie usando un peso de lodo equivalente que se mantiene en 0 por encima de la presión del poro del orificio abierto.

**Categoría B – Perforación de bajo balance (UBD) (Under Balanced Drilling);** realizan operaciones con retornos a superficie utilizando un peso de lodo equivalente que se mantiene por debajo del poro del orificio abierto.

**Categoría C – Perforación de capa de lodo;** Perforación con una columna de fluido anular de longitud variable que se mantiene por encima de una formación que está tomando fluidos inyectados y recortes perforados sin retorno a superficie.

### 3.1.3 Sistemas de fluidos

Tabla 3:1 CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS UBD IADC

Fuente: IADC Underbalanced Drilling Committee

Clasificación	Fluidos	ECD
<b>GAS</b>	Aire	0.01 – 0.1 ppg
	Nitrógeno	0.01 – 0.1 ppg
	Gas Natural	0.01 – 0.1 ppg
<b>NIEBLA</b>	Niebla	0.1 – 0.3 ppg
<b>ESPUMA</b>	Seco	0.3 – 3.5 ppg
	Mojado	3.5 – 6.9 ppg
<b>LIQUIDOS GASIFICADOS</b>		4.0 – 6.9 ppg
<b>LIQUIDOS</b>	Base Aceite	7.5 – 19.0 ppg
	Emulsión	7.5 – 17.0 ppg
	Base Agua	8.3 – 19.0 ppg

**1. Gas** - Gas como medio fluido. Sin líquido añadido, intencionalmente.

**2. Niebla:** Medio fluido con líquido arrastrado en una fase gaseosa continua. Niebla típica Los sistemas tienen menos de 2.5% de contenido líquido.

**3. Espuma:** Medio fluido de dos fases con una fase líquida continua generada a partir de adición de líquido, surfactante y gas. Las espumas típicas van desde 55% a 97,5% de gas.

**4. Líquido gasificado:** medio fluido con un gas arrastrado en una fase líquida.

**5. Líquido** - Medio fluido con una sola fase líquida.

Tomando en consideración la clasificación IADC y las características petrofísicas de las formaciones del campo ANCON. La selección del fluido es:

NIVEL DE RIESGOS 5, CATEGORIA B Y SISTEMA DE FLUIDO 5 como se muestra a continuación:

Tabla 3:2 CLASIFICACIÓN IADC

Fuente: IADC Underbalanced Drilling Committee

<b>CLASIFICACIÓN IADC</b>																		
<b>Nivel de riesgo</b>	0			1			2			3			4			5		
<b>Categoría</b>																		
<b>A-MPD.</b>	A			A			A			A			A			A		
<b>B-UBD.</b>		B			B			B			B			B			B	
<b>C-Mud Cap</b>			C			C			C			C			C		C	
<b>Perforación con Gas</b>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
<b>Perforación con Niebla</b>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
<b>Perforación con Espuma</b>	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
<b>Perforación con líquido Gasificado</b>	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
<b>Perforación con líquido</b>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	

### 3.1.4 RESULTADOS DE LA CLASIFICACIÓN IADC (*International Association of Drilling Contractors*)

Para la selección del fluido se tomó en consideración:

- Un fluido con una densidad que no genere daños a la formación.
- Un fluido generado en base a la presión de formación con propiedades que permitan el acarreo de los ripios de forma eficiente.

Por este motivo, se eligió el siguiente fluido base agua, para la perforación bajo balance

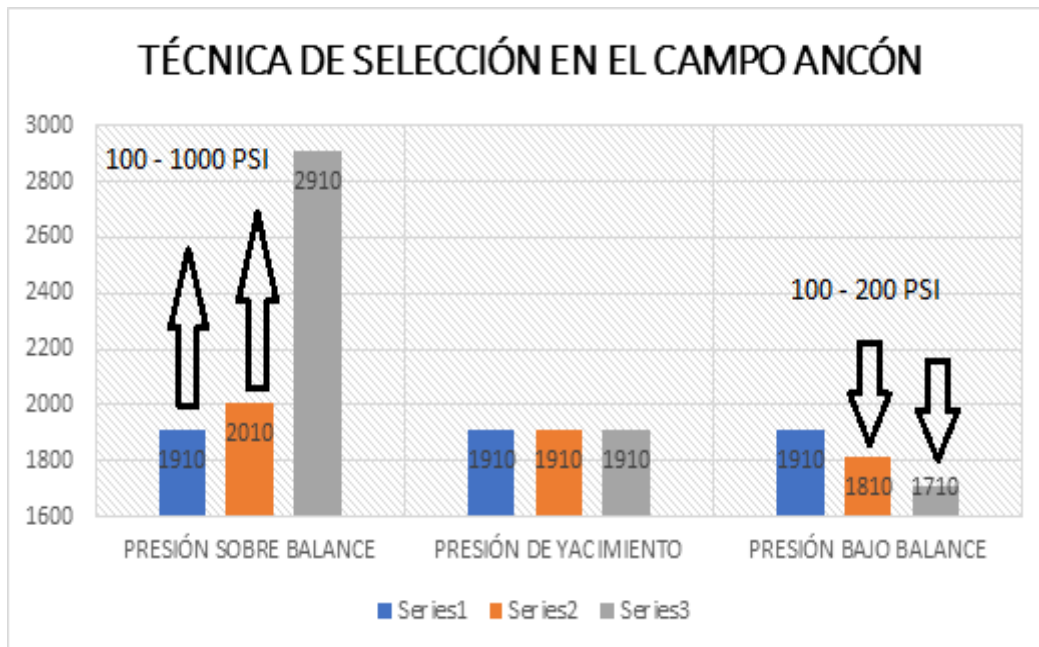
**NIVEL DE RIESGO 5:** Formaciones productoras de hidrocarburos. Máxima presión anticipada en superficie excede los límites de rating de presión de los equipos de UBD.

**CATEGORÍA B:** Realizan operaciones con retornos a superficie utilizando un peso de lodo equivalente que se mantiene por debajo del poro del orificio abierto.

**TIPO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN 5:** fluidos de una sola fase (líquidos).

### 3.2 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DEL FLUIDO UTILIZADO PARA LAS CONDICIONES BAJO Y SOBREALANCE

Para la perforación bajo balance diseñamos el peso del lodo, tomando en cuenta la presión hidrostática, entre 100 -200 psi por debajo de la presión inicial del yacimiento y para la perforación sobre balance, al diseñar el lodo se utiliza una presión que sea de 100 a 1000 psi mayor que la presión inicial del yacimiento. Esto ayuda a tomar un punto referencial para la selección de un Sistema de fluido.



Grafica 3:1 TÉCNICA PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO

Fuente: Análisis comparativo de las pruebas de presión entre pozos de Petróleo del oriente Ecuatoriano y pozos de gas del campo Amistad

Para determinar las densidades del lodo utilizado para las condiciones de UBD (Under Balanced Drilling) y sobre balance se presenta la siguiente ecuación:

$$\partial = \frac{P}{0.052 \times D} \times F \quad \text{Ecuación (3.1)}$$

Donde:

$\partial$  = Densidad del fluido en libras por galón (Lpg)

$P$  = Presión de formación en (psi)

$D$  = Profundidad vertical del pozo en (ft)

$F$  = Factor de seguridad

La Densidad del fluido determinado para estas secciones, gracias a las condiciones de bajo balance que presentan, tomando en cuenta, los rangos de presiones:

La Densidad del Flujo utilizado en las formaciones a intervenir se la obtiene mediante, una profundidad promedio de 4000 y los rangos de presiones acorde a la presión inicial del yacimiento.

Para el fluido sobre balance se toman los siguientes parámetros:

$P$  = 1960 psi presión por encima de la formación

$D$  = 4000 ft profundidad promedio de la formación

$F$  = 10 %

$\partial$  = ?

$$\partial = \frac{1960}{0.052 \times 4000} (10\%)$$

$\partial$  = 9,4 lpg para un Sistema Sobre Balance

Para el fluido bajo balance tomamos los siguientes parámetros:

$P$  = 1860 psi presión por encima de la formación

$D$  = 4000 ft profundidad promedio de la formación

$F$  = 10 %

$\partial$  = ?

$$\partial = \frac{1860}{0.052 \times 4000} (10\%)$$

$\partial$  = 8,9 lpg para un Sistema bajo balance

Nota: Se puede determinar que mediante la clasificación IADC (International Association of Drilling Contractors) se puede deducir que el fluido a utilizar es base agua.



### 3.3 PARÁMETROS DEL CAMPO

En condiciones de presiones normales del campo se obtuvo:

- 1) **Profundidad total verdadera (TVD) 4000 ft** (Pacifpetrol.)
- 2) **Gradiente de presión 0.54 psi/pie** (Escobar, Armijos, & Oña, 2019)
- 3) **Gradiente de Formación** (Tituaña, 2018, pág. 125)
  - G. Formación Atlanta: 0.54 – 0.95 psi/pie
  - G. Formación Santo Tomás: 0.52 - 1.2 psi/pie
- 4) **Esfuerzo de cierre (presión de cierre)** (Tituaña, 2018, pág. 125)
  - Presión de cierre Formación Atlanta: 1974 – 4000 psi
  - Presión de cierre Formación Santo Tomás: 1642 - 2450 psi

5) **Presión hidrostática, psi formación.**

$$\text{Presión hidrostática, psi} = \text{Gradiente de presión} \times \text{TVD} \quad \text{Ecuación (3.2)}$$

6) **Presión de Fractura**

$$\text{Presión de frac} = \text{Presión de c} + \text{Presión H} \quad \text{Ecuación (3.3)}$$

7) **Pérdida de presión en el anular (200 psi)**

$$P_p(\text{psi}) = \frac{f_p V_p^2 \rho}{92.916D} \times L \quad \text{Ecuación (3.4)}$$

Donde:

$$V_p = \text{velocidad} \left( \frac{\text{pie}}{\text{min}} \right)$$

$$D = \text{ID tubería (pul.)}$$

$$\rho = \text{Densidad} \left( \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right)$$

$$L = \text{Longitud (pie)}$$

$$f_p = \text{Factor de fricción de fanning}$$

### 8) Peso del lodo

$$\text{peso del lodo, ppg} = \text{Gradiente de presión} \div 0.052 \quad \text{Ecuación (3.5)}$$

### 9) Gravedad Especifica

$$\text{Gravedad Especifica} = \text{Peso de lodo, ppg} \times 8.33 \quad \text{Ecuación (3.6)}$$

### 10) Densidad de circulación equivalente (ECD), ppg

$$\text{ECD, ppg} = \text{Perdida anular} \div 0.052 \div \text{TVD} + \text{plodo, ppg} \quad \text{Ecuación (3.7)}$$

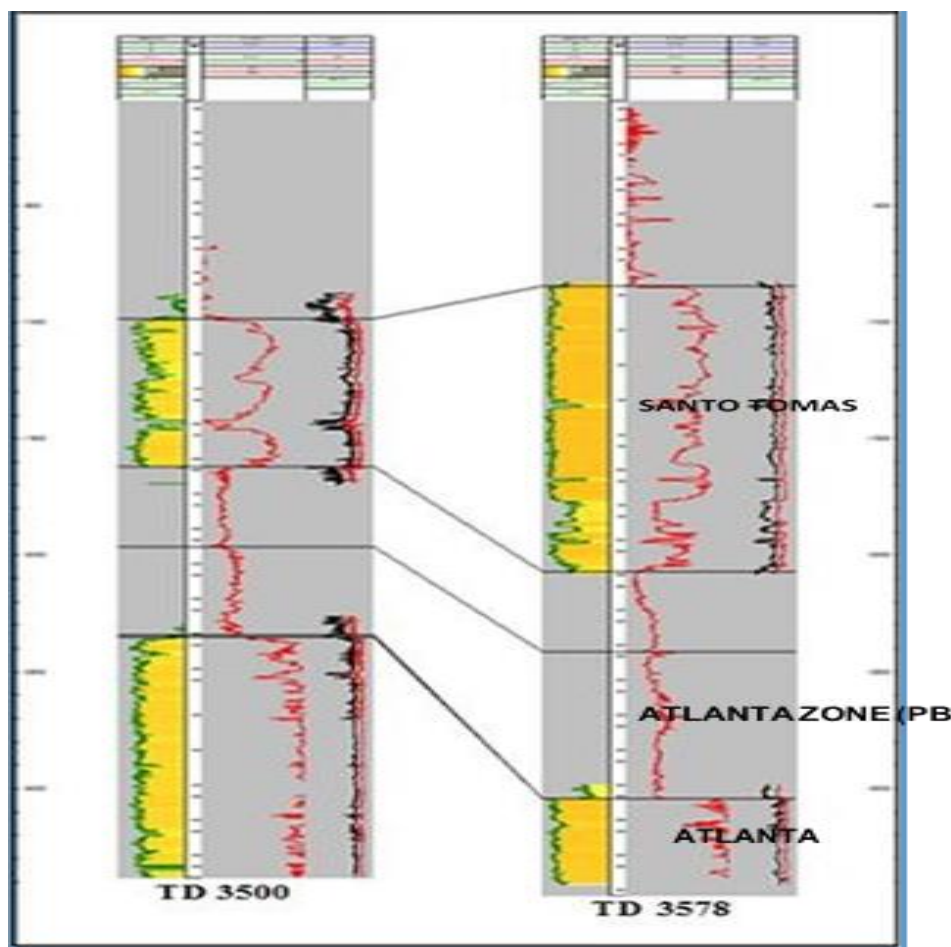


Figura 3:1 REGISTRO TIPO EN EL ÁREA CERTEZA

Fuente: Pacifpetrol s.a.

Durante este proceso se adquirieron informaciones referentes a los pozos perforados en el campo ANCON sección Certeza, la zona superficial que se atraviesa en estos pozos fue ATLANTA y SANTO TOMAS las cuales contiene un espesor de 1509 ft – 4921 ft SANTO TOMÁS Y 4921 ft – 6561 ft ATLANTA con areniscas turbidíticas gruesas, conglomerados y lutitas oscuras, lo cual las turbidíticas de alta densidad con participación minoritaria de flujos de baja densidad y estas zonas también constan de un complejo abanico turbidíticos depositados en el ambiente marino profundo (Basin floor Fans). El siguiente grafico muestra la estratigrafía de las formaciones a perforar en el campo ANCON.

### ESTRATIGRAFÍA

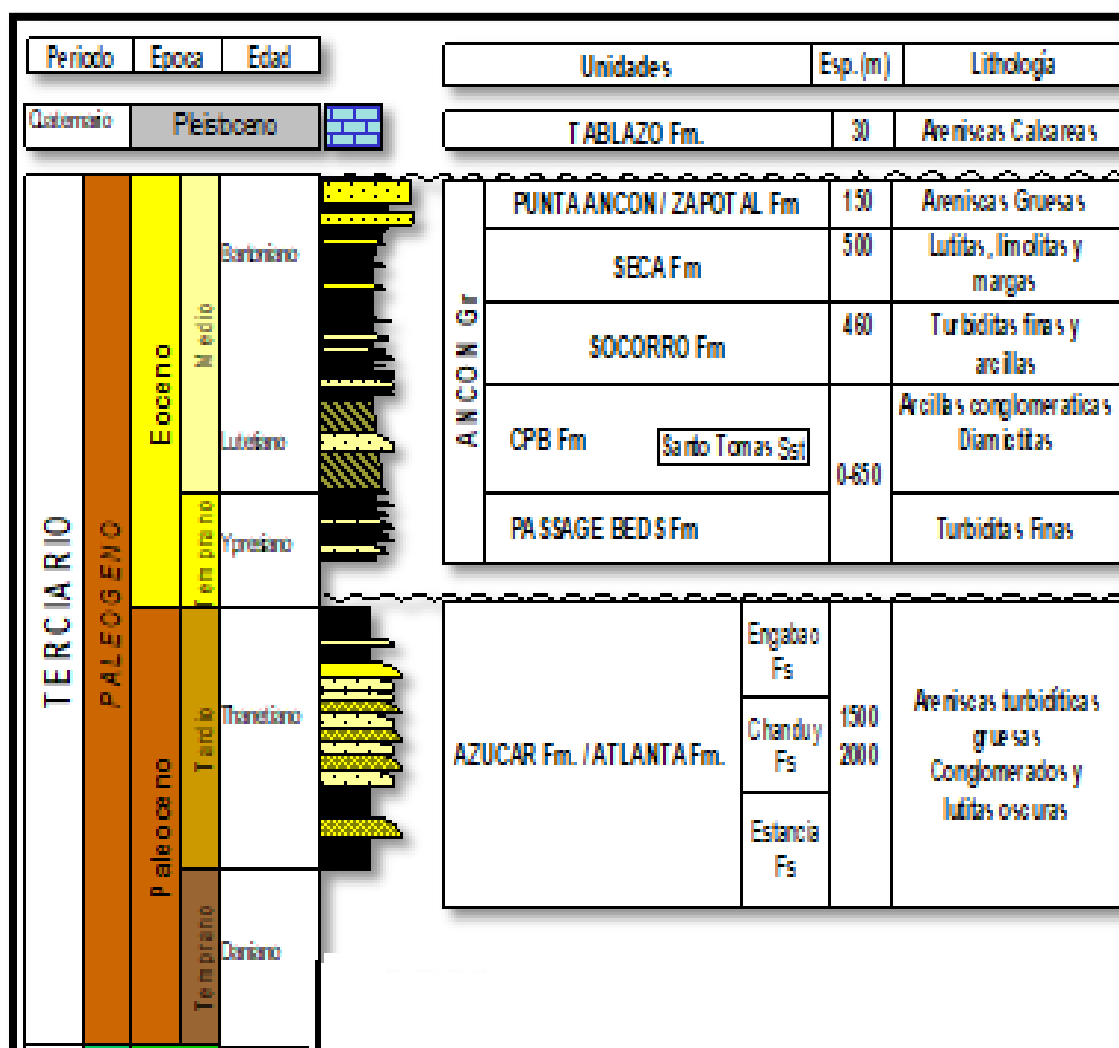


Figura 3:2 ESTRATIGRAFÍA DE LAS FORMACIONES

Fuente: Pacifpetrol s.a

Tabla 3:3 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS PROPIEDADES DEL CAMPO  
 FUENTE: PACIFPETROL – CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL CAMPO

<b>CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS PROPIEDADES DEL CAMPO</b>					
<b>FORMACIÓN</b>	<b><math>\Phi</math></b>	<b>K (md)</b>	<b>Sw</b>	<b>°API</b>	<b>Bo (By/Bn)</b>
Socorro	0.250	82	0,45	36,8	1.200
CPB	0.100	55	0,5	39	1.200
Santo Tomas	0.110	6	0,64	38,8	1.200
Passage Beds	0.075	5	0,64	39	1.200
Atlanta	0.100	3	0,64	40	1.200
Santa Elena	0.110	7.7	0,6	33,6	1.200

## CAPITULO IV

### 4. OBTENCIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LABORATORIO

Las pruebas físicas realizadas, tanto de filtrado API y densidad del fluido obtuvieron valores con los cuales se logro la creación de un fluido UBD (Under balance Drilling) que permite disminuir, considerablemente, el daño durante la perforación, en comparación con el fluido convencional.

#### 4.1 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE FILTRACIÓN Y PERMEABILIDAD DE LOS FLUIDOS COMPARADOS.

El objetivo de este trabajo busca la reducción del daño ocasionado durante la perforación, mediante, la implementación de la tecnología perforación bajo balance UBD, mediante, pruebas en el laboratorio, mediante un trabajo experimental, y creando un modelo matemático en base a los resultados obtenidos.

Para esto tomarán los rangos permisibles de curvas de filtración vs tiempo y permeabilidad a diferentes presiones.

Tabla 4:1 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS USADOS EN LAS PRUEBAS

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

<b>Composición</b>	<b>Fluido UBD</b>	<b>Fluido SB</b>
<b>Densidad del lodo ppg</b>	8,9	9,4
<b>Volumen bentonita g/cm<sup>3</sup></b>	89,36	174,58
<b>Volumen agua ml</b>	2000	2000
<b>masa bentonita g</b>	232,32	453,91
<b>Volumen del lodo g/cm<sup>3</sup></b>	2089,4	2174

Tabla 4:2 RESULTADO DE FILTRACIÓN PRUEBA UBD #1 @ 20,755 PSI

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

FILTRADO PPT	mL
SPURT LOSS (30 segundos)	1,4
7,5 minutos	4,8
15 minutos	4,1
22,5 minutos	2,4
30 minutos	2,2
<b>Filtrado Total</b>	<b>14,9</b>



Grafica 4:1 CURVAS DE RESULTADO PPT EN FLUIDO UBD

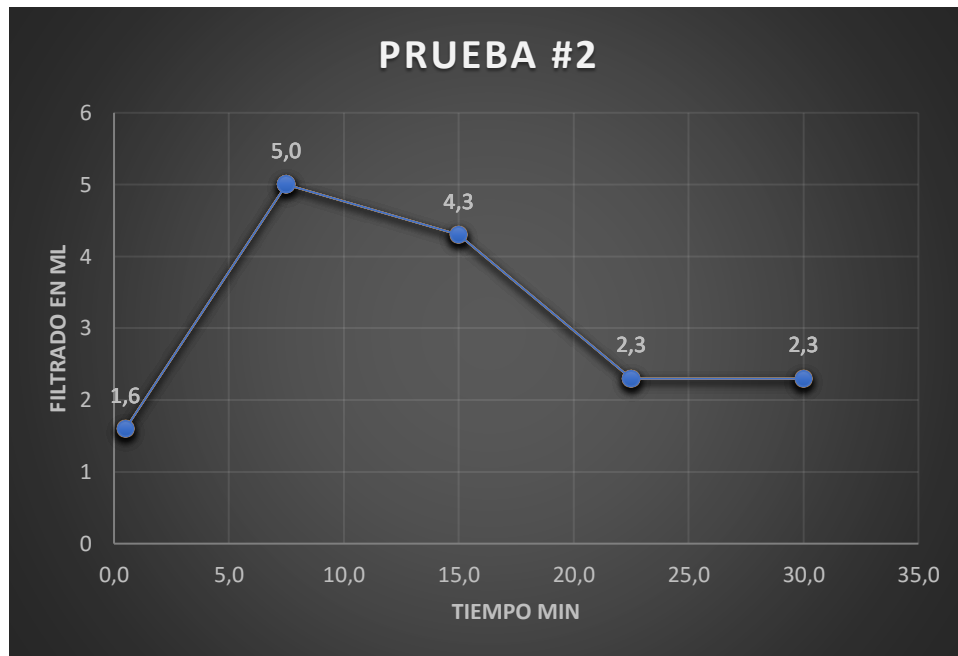
Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

Se puede observar que a los 30 segundos se dio un filtrado de 1,4 dando como resultado un fluido con poca filtración, sin embargo, a los 7,5 minutos transcurrida la prueba se dio el mayor filtrado de 4,8 ml.

Tabla 4:3 RESULTADO DE FILTRACIÓN PRUEBA UBD #2 @ 54,387 PSI

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

FILTRADO PPT	mL
SPURT LOSS (30 segundos)	1,6
7,5 minutos	5
15 minutos	4,3
22,5 minutos	2,3
30 minutos	2,3
Filtrado Total	15,5



Grafica 4:2 CURVAS DE RESULTADO PPT EN FLUIDO UBD

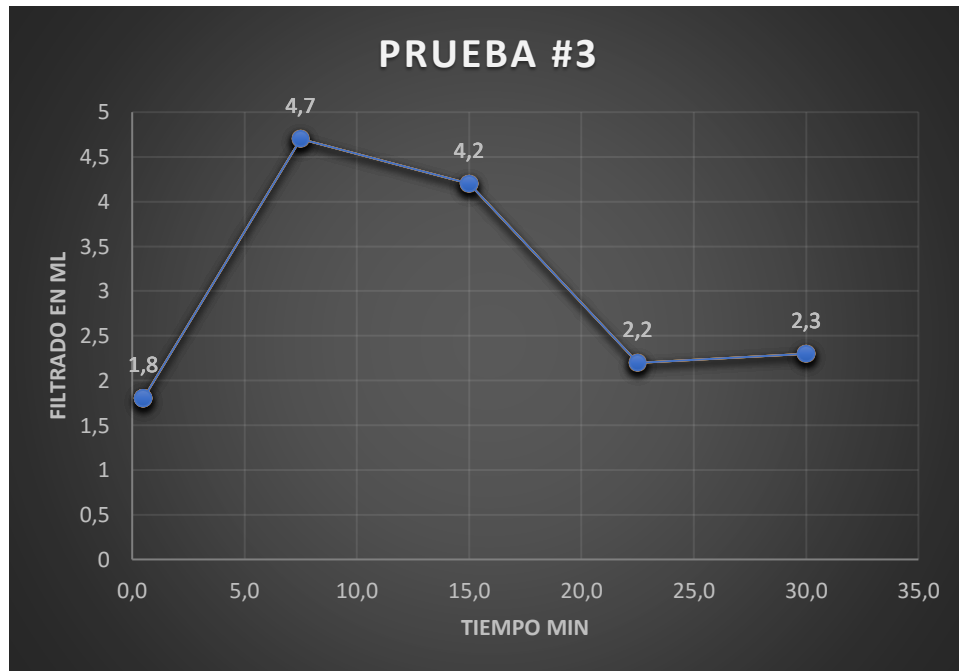
Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

Se puede observar que a medida que pasa el tiempo, el primer filtrado a los 30 seg es de 1,6 ml dentro del rango permisible y el mayor filtrado se dio transcurridos 7,5 minutos, pero con el pasar de los minutos disminuye a 2,3 ml.

Tabla 4:4 RESULTADO DE FILTRACIÓN PRUEBA UBD #3 @ 108,775 PSI

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

<b>FILTRADO PPT</b>	<b>mL</b>
<b>SPURT LOSS (30 segundos)</b>	1,8
<b>7,5 minutos</b>	4,7
<b>15 minutos</b>	4,2
<b>22,5 minutos</b>	2,2
<b>30 minutos</b>	2,3
<b>Filtrado Total</b>	15,2



Grafica 4:3 CURVAS DE RESULTADO PPT EN FLUIDO UBD

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

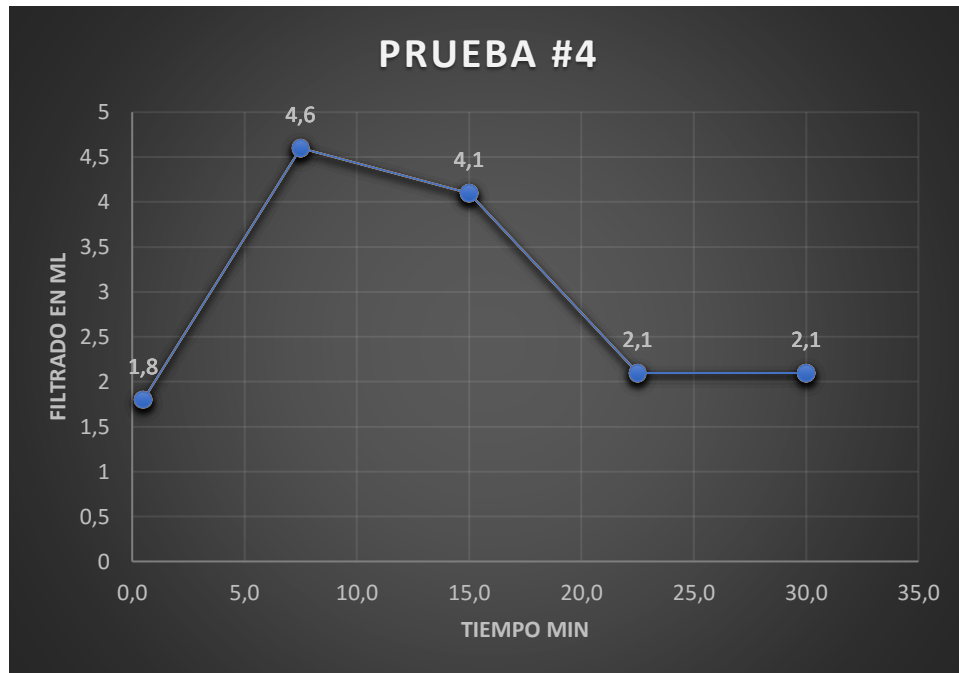
En esta prueba se puede observar que a los 30 segundos iniciada la prueba el filtrado es de 1,8 ml y a medida que pasan los minutos su mayor filtración se da a los 7,5 minutos y desde ese momento la filtración comienza a caer hasta los 30 minutos.



Tabla 4:5 RESULTADO DE FILTRACIÓN PRUEBA UBD #4 @ 163,162 PSI

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

FILTRADO PPT	mL
SPURT LOSS (30 segundos)	1,8
7,5 minutos	4,6
15 minutos	4,1
22,5 minutos	2,1
30 minutos	2,1
Filtrado Total	14,7



Grafía 4:4 CURVAS DE RESULTADO PPT EN FLUIDO UBD

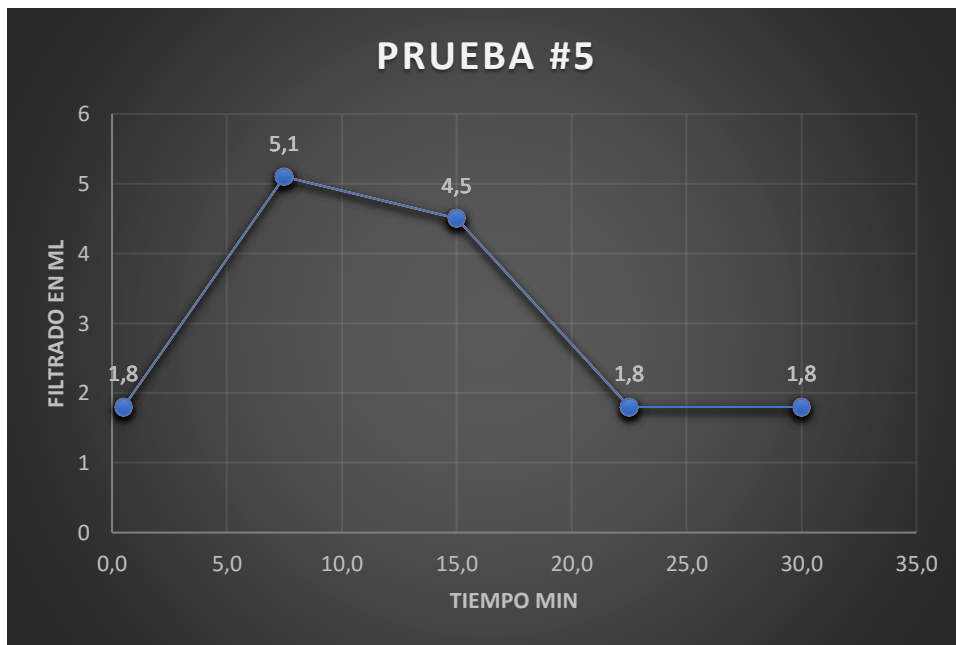
Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

En esta prueba la filtración transcurridos los 30 segundos fue de 1,8 ml, la mayor pérdida de fluido se da a los 7,5 minutos siendo de 4,6 ml y transcurrido los minutos el filtrado disminuye hasta 2,1 ml a los 30 minutos.

Tabla 4:6 RESULTADO DE FILTRACIÓN PRUEBA UBD #5 @ 217,55 PSI

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

FILTRADO PPT	mL
SPURT LOSS (30 segundos)	1,8
7,5 minutos	5,1
15 minutos	4,5
22,5 minutos	1,8
30 minutos	1,8
Filtrado Total	15



Grafica 4:5 CURVAS DE RESULTADO PPT EN FLUIDO UBD

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

En esta prueba, se puede observar que a los 30 segundos el filtrado es de 1,8 ml y su mayor filtrado se da a los 7,5 minutos y con el pasar de los minutos se observa una disminución constante del filtrado desde los 22,5 min hasta los 30 minutos de transcurrida la prueba.

## **4.2 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS FLUIDOS**

Una vez de haber realizados las pruebas PPT (Prueba de Taponamiento de Permeabilidad) a los 2 fluidos con diferentes presiones se llega a la conclusión que a medida que se aumentaba la presión, el SPURT LOSS aumenta dando así como resultado que a mayor presión, mayor costra es la que se forma en el radio del pozo y por lo tanto, el daño a la formación es, directamente, proporcional, con la presión ejercida durante la operación de perforación, es por esto que siempre se busca que la filtración sea menor para que no ocasione daños a la formación.

## **4.3 CREACIÓN DE UN MODELO MATEMÁTICO A PARTIR DE LOS RESULTADOS DE LABORATORIO**

Se realiza la comparación, mediante, los valores que se obtienen en las pruebas de laboratorio, a través de gráficas de  $(h)$  y  $(h')$  las cuales son obtenidas, mediante, la realización del modelo matemático, mediante, la ecuación desarrollada en el Anexo 6.5.

La ecuación obtenida por el modelo matemático es:

$$h = A \log(\Delta P) + B(\Delta K) + C \quad \text{Ecuación (4.1)}$$

Donde:

$h$  = Espesor de la costra del lodo

$A$  = Constante

$B$  = Constante

$C$  = Constante

$\Delta P$  = Variación de presión

$\Delta K$  = Variación de Permeabilidad

Los Gráficos de las curvas de avance (diámetro de invasión) de la costra formada por cada tipo de lodo de perforación, van a depender de la presión del fluido de inyección y de la variación de la permeabilidad de las capas del reservorio. Mediante, la comparación con los valores de proximidad a través del modelo matemático para las diferentes pruebas, se logró obtener una curva que más se aproxime a 1 en lo que tiene que ver con el  $R^2$ , donde  $R^2$  que es la varianza del valor estimado del modelo matemático y la variación de los valores mostrados en laboratorio.

Mediante, los ensayos realizados en el laboratorio, los valores obtenidos se pueden observar en las tablas 4.7 y 4.8 tales como la estimación del daño de formación (S) usando la Ley de Darcy, mediante, la ec (2.1), y para el cálculo de la permeabilidad (K) se usó la Ley de Darcy ec (2.3).

Tabla 4:7 VALORES OBTENIDOS EN LOS ENSAYOS CON FLUIDOS UBD

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

<b>Prueba</b>	<b><math>\Delta P</math></b>	<b>h</b>	<b>K Skin</b>	<b>r Skin</b>	<b>S'</b>	<b><math>\Delta K</math></b>
#	psi	ft	md	ft	Adimensional	Md
<b>1</b>	217,55	0,00406824	0,03269361	0,00668824	7,2038072	0,25130639
<b>2</b>	163,1625	0,00385827	0,04030372	0,00647827	5,47376471	0,24369628
<b>3</b>	108,775	0,0038353	0,05526807	0,0064553	3,73188142	0,22873193
<b>4</b>	54,3875	0,00347441	0,11482635	0,00609441	1,24375623	0,16917365
<b>5</b>	21,755	0,00326378	0,27191517	0,00588378	0,03595582	0,01208483

Donde:

$\Delta P$  = Presión

h = Espesor de la Costra

K Skin = Permeabilidad dañada

r Skin = Radio de invasión con daño (s)

S' = Daño de formación

$\Delta K$  = Variación de permeabilidad

Tabla 4:8 VALORES OBTENIDOS EN LOS ENSAYOS CON FLUIDOS CONVENCIONAL

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

<b>Prueba</b>	<b><math>\Delta P</math></b>	<b>h</b>	<b>K Skin</b>	<b>r Skin</b>	<b>S'</b>	<b><math>\Delta K</math></b>
#	psi	ft	md	ft	Adimensional	md
<b>1</b>	217,55	0,00524934	0,02011043	0,00786934	14,4316065	0,26388957
<b>2</b>	163,1625	0,00512467	0,02793635	0,00774467	9,93435593	0,25606365
<b>3</b>	108,775	0,0050853	0,03743569	0,0077053	7,10491496	0,24656431
<b>4</b>	54,3875	0,0048294	0,07932002	0,0074494	2,69644587	0,20467998
<b>5</b>	21,755	0,00473097	0,21405558	0,00735097	0,33710274	0,06994442

Donde:

$\Delta P$  = Presión

$h$  = Espesor de la Costra

$K_{Skin}$  = Permeabilidad dañada

$r_{Skin}$  = Radio de invasión con daño (s)

$S'$  = Daño de formación

$\Delta K$  = Variación de permeabilidad

#### **4.3.1 Resultados de gráficas para el Fluidos UBD (Under balance Drilling)**

La siguiente tabla 4.9 muestra los valores de las constantes obtenidas en la ecuación 4.1 para las gráficas UBD (Under balance Drilling) son:

Tabla 4:9 VALORES OBTENIDOS CON LA ECACION (4.1) PARA LAS CONSTANTES (A, B, C) UBD  
(UNDER BALANCE DRILLING)

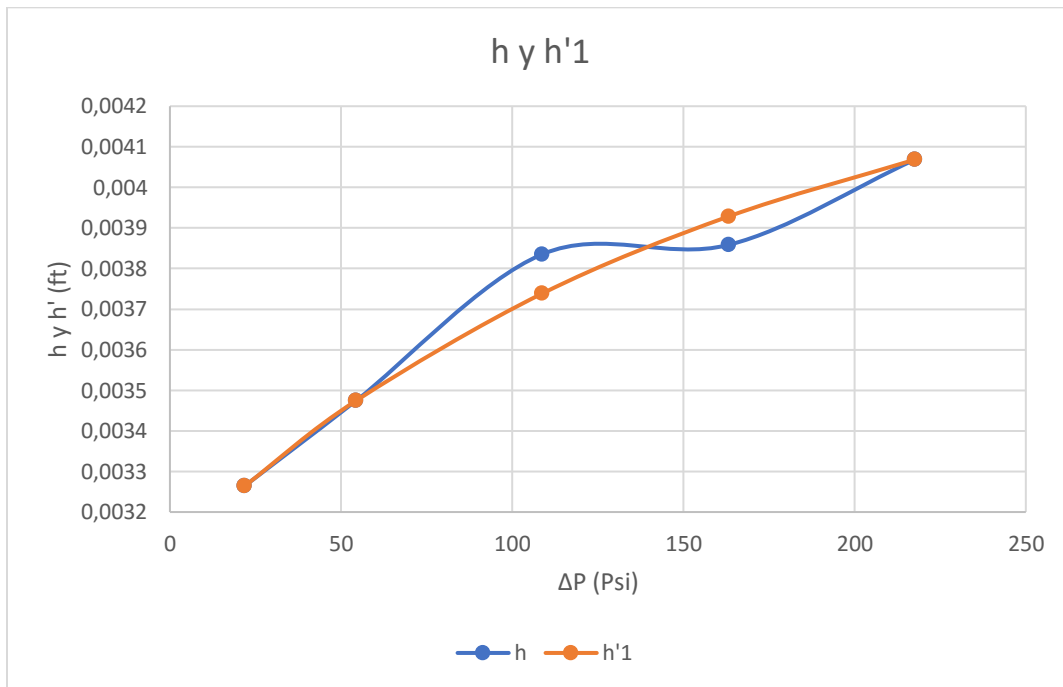
Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

<b>Constantes</b>	<b>h'1</b>	<b>h'2</b>	<b>h'3</b>	<b>h'4</b>	<b>h'5</b>
<b>A</b>	<b>0,0012277</b>	<b>0,0007598</b>	<b>0,0019799</b>	<b>0,0005144</b>	<b>0,0022407</b>
<b>B</b>	<b>-0,001769</b>	<b>0,0001866</b>	<b>-0,004914</b>	<b>0,0034597</b>	<b>-0,009195</b>
<b>C</b>	<b>0,0016431</b>	<b>0,0022452</b>	<b>0,0006749</b>	<b>0,0019964</b>	<b>0,0011412</b>

Tabla 4:10 VALORES OBTENIDOS CON LA ECUACIÓN (4.1) PARA ENSAYO #1

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

$\Delta P$	H	h'1
<b>217,55</b>	0,00406824	0,00406824
<b>163,1625</b>	0,00385827	0,00392832
<b>108,775</b>	0,0038353	0,00373861
<b>54,3875</b>	0,00347441	0,00347441
<b>21,755</b>	0,00326378	0,00326378
<b>R<sup>2</sup></b>	1,02409616	
<b>abs(1-r2)</b>	0,02409616	



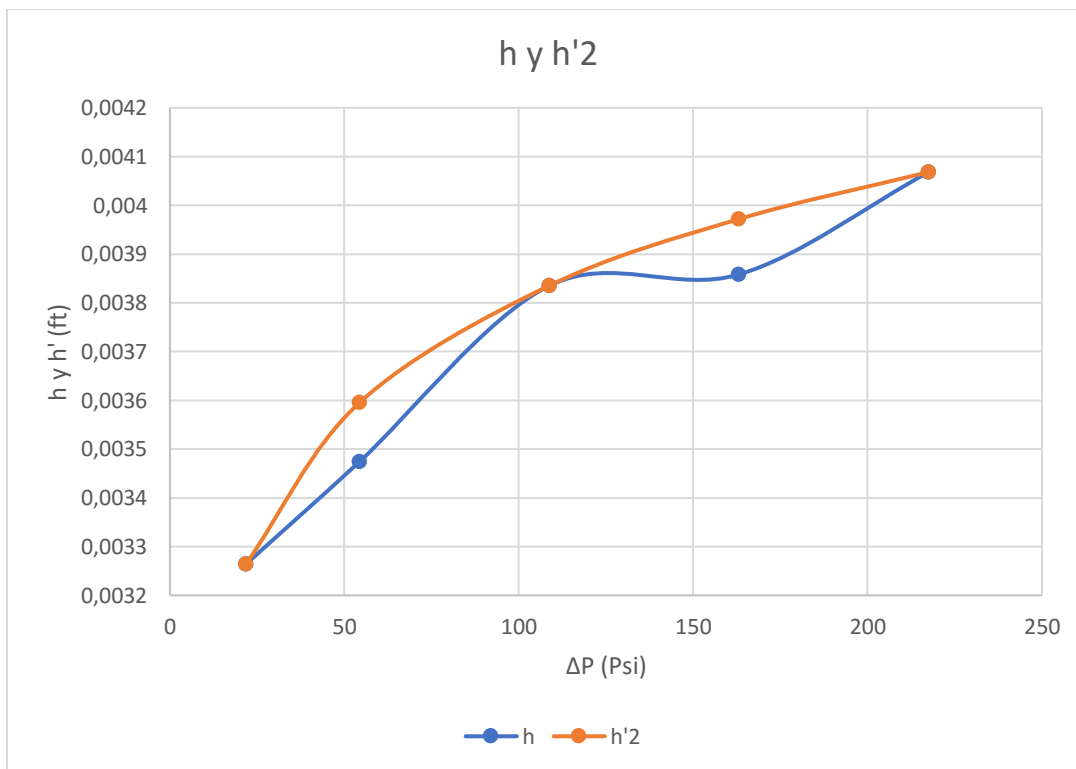
Gráfica 4:6 CURVAS DE RESULTADOS COMPARACIÓN DE h Y h'1 (ft) VS  $\Delta P$  (psi) ENSAYO #1

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

Tabla 4:11 VALORES OBTENIDOS CON LA ECUACIÓN (4.1) PARA ENSAYO #2

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

$\Delta P$	$h$	$h^2$
<b>217,55</b>	0,00406824	0,00406824
<b>163,1625</b>	0,00385827	0,00397189
<b>108,775</b>	0,0038353	0,0038353
<b>54,3875</b>	0,00347441	0,00359546
<b>21,755</b>	0,00326378	0,00326378
$R^2$	0,99500037	
$abs(1-r^2)$	0,00499963	



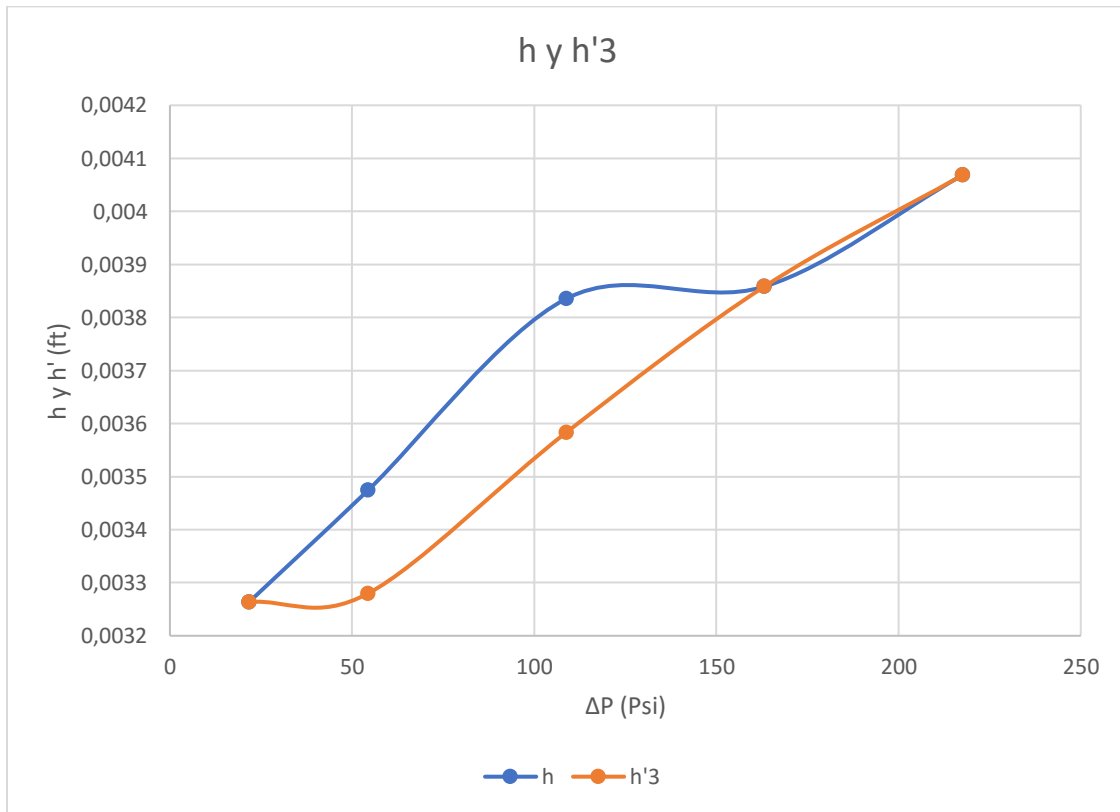
Gráfica 4:7 CURVAS DE RESULTADOS COMPARACIÓN DE h Y h^2 (ft) VS ΔP (psi) ENSAYO #2

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

Tabla 4:12 VALORES OBTENIDOS CON LA ECUACIÓN (4.1) PARA ENSAYO #3

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

$\Delta P$	$h$	$h^3$
<b>217,55</b>	0,00406824	0,00406824
<b>163,1625</b>	0,00385827	0,00385827
<b>108,775</b>	0,0038353	0,00358315
<b>54,3875</b>	0,00347441	0,00327979
<b>21,755</b>	0,00326378	0,00326378
$R^2$		1,19306263
$abs(1-r^2)$		0,19306263



Gráfica 4:8 CURVAS DE RESULTADOS COMPARACIÓN DE h Y h^3 (ft) VS ΔP (psi) ENSAYO #3

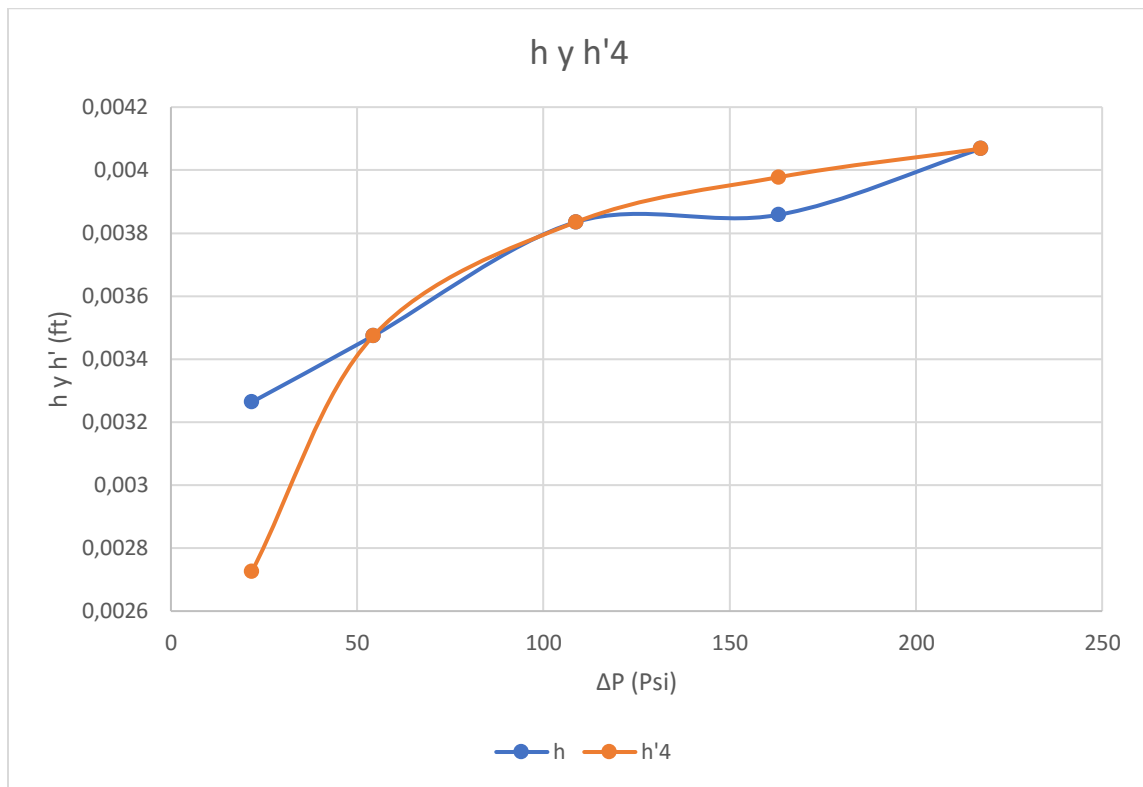
Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay



Tabla 4:13 VALORES OBTENIDOS CON LA ECACION (4.1) PARA ENSAYO #4

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

$\Delta P$	$h$	$h^4$
<b>217,55</b>	0,00406824	0,00406824
<b>163,1625</b>	0,00385827	0,00397765
<b>108,775</b>	0,0038353	0,0038353
<b>54,3875</b>	0,00347441	0,00347441
<b>21,755</b>	0,00326378	0,00272624
$R^2$		2,84459547
$abs(1-r^2)$		1,84459547



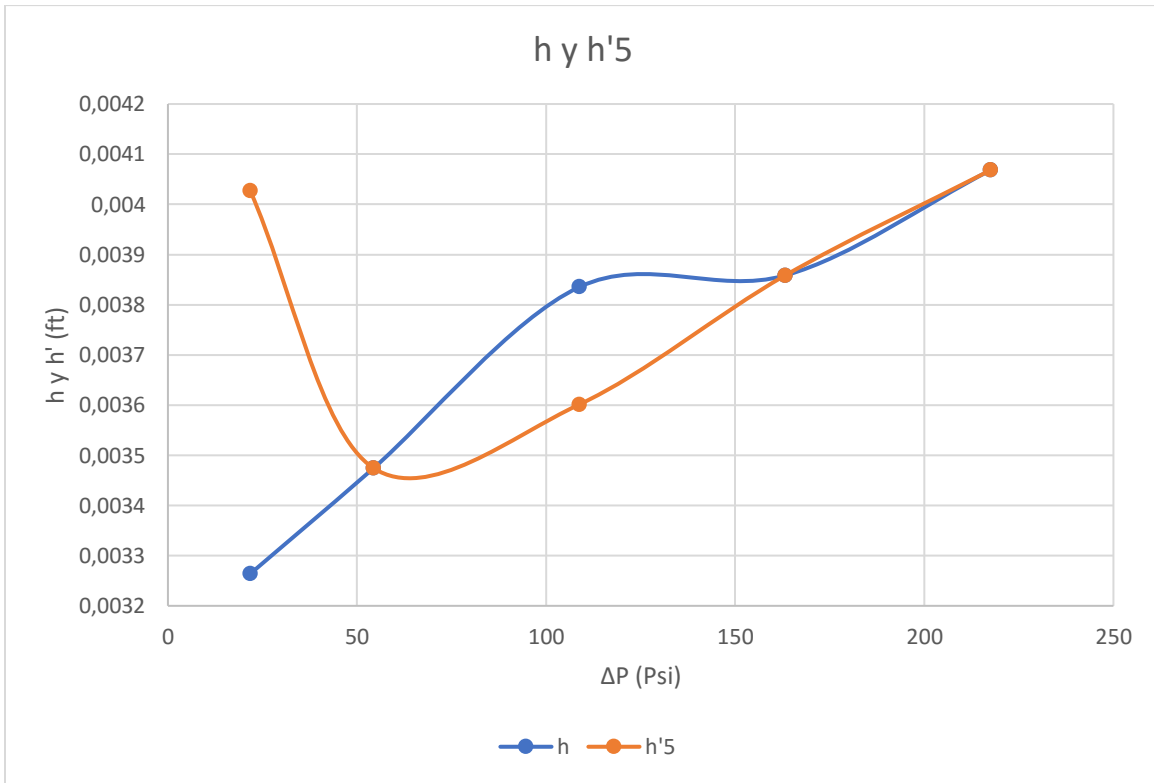
Gráfica 4:9 CURVAS DE RESULTADOS COMPARACIÓN DE h Y h^4 (ft) VS ΔP (psi) ENSAYO #4

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

Tabla 4:14 VALORES OBTENIDOS CON LA ECUACIÓN (4.1) PARA ENSAYO #5

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

$\Delta P$	h	h' <sup>5</sup>
<b>217,55</b>	0,00406824	0,00406824
<b>163,1625</b>	0,00385827	0,00385827
<b>108,775</b>	0,0038353	0,0036013
<b>54,3875</b>	0,00347441	0,00347441
<b>21,755</b>	0,00326378	0,00402714
<b>R<sup>2</sup></b>		0,64802959
<b>abs(1-r<sup>2</sup>)</b>		0,35197041



Gráfica 4:10 CURVAS DE RESULTADOS COMPARACIÓN DE h Y h'5 (ft) VS  $\Delta P$  (psi) ENSAYO #5

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

#### 4.4 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS COMPARACIONES

Una vez realizadas las curvas  $h$  Y  $h'$  aplicando la ecuación (4.1), con las diferentes constantes se observa que las gráficas  $h'1$  y  $h'4$  tienen un mejor valor de  $R^2$  que se aproxima a 1 por lo cual estas 2 ecuaciones son las cuales se aproximan mejor a un modelo matemático, por lo tanto, la ecuación seleccionada es  $h'4$ . (Gráfica 4.9).

##### 4.4.1 Resultados de gráficas para el fluido Convencional

La siguiente tabla 4.15 muestra los valores de las constantes obtenidas en la ecuación 4.1 para las gráficas para la tecnología Convencional es:

Tabla 4:15 VALORES OBTENIDOS CON LA ECUACIÓN (4.1) PARA LAS CONSTANTES (A, B, C) DE LA TÉCNOLOGÍA CONVENCIONAL

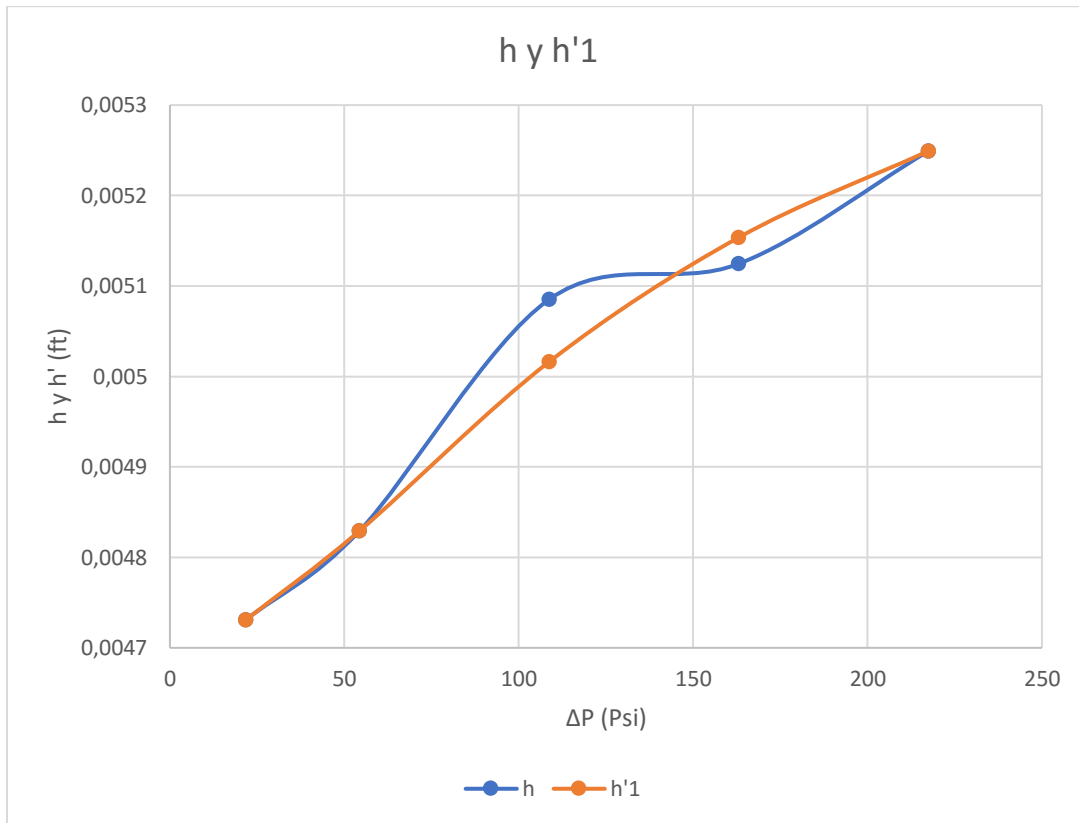
Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

Constantes	$h'1$	$h'2$	$h'3$	$h'4$	$h'5$
<b>A</b>	<b>0,00088181</b>	<b>0,00055614</b>	<b>0,0012266</b>	<b>0,00032966</b>	<b>0,00152474</b>
<b>B</b>	<b>-0,0018739</b>	<b>-0,00019476</b>	<b>-0,00365168</b>	<b>0,00374051</b>	<b>-0,00841144</b>
<b>C</b>	<b>0,00368257</b>	<b>0,00400072</b>	<b>0,00334574</b>	<b>0,00349167</b>	<b>0,00390486</b>

Tabla 4:16 VALORES OBTENIDOS CON LA ECUACIÓN (4.1) PARA ENSAYO #1

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

$\Delta P$	h	h'1
217,55	0,00524934	0,00524934
163,1625	0,00512467	0,00515384
108,775	0,0050853	0,00501636
54,3875	0,0048294	0,0048294
21,755	0,00473097	0,00473097
$R^2$	1,00595903	
$abs(1-r2)$	0,00595903	



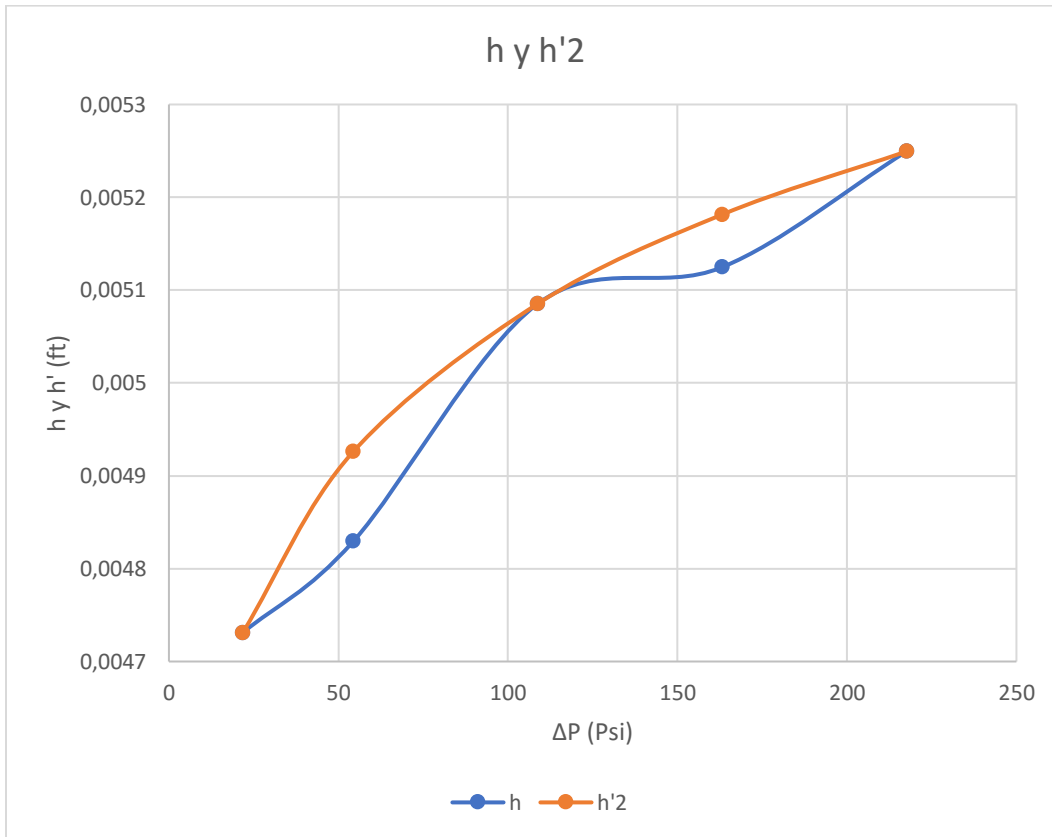
Gráfica 4:11 CURVAS DE RESULTADOS COMPARACIÓN DE h Y h'1 (ft) VS  $\Delta P$  (psi) ENSAYO #1

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

Tabla 4:17 VALORES OBTENIDOS CON LA ECUACIÓN (4.1) PARA ENSAYO #2

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

$\Delta P$	h	h' <sup>2</sup>
217,55	0,00524934	0,00524934
163,1625	0,00512467	0,00518138
108,775	0,0050853	0,0050853
54,3875	0,0048294	0,00492604
21,755	0,00473097	0,00473097
$R^2$		0,93460064
abs(1-r2)		0,06539936



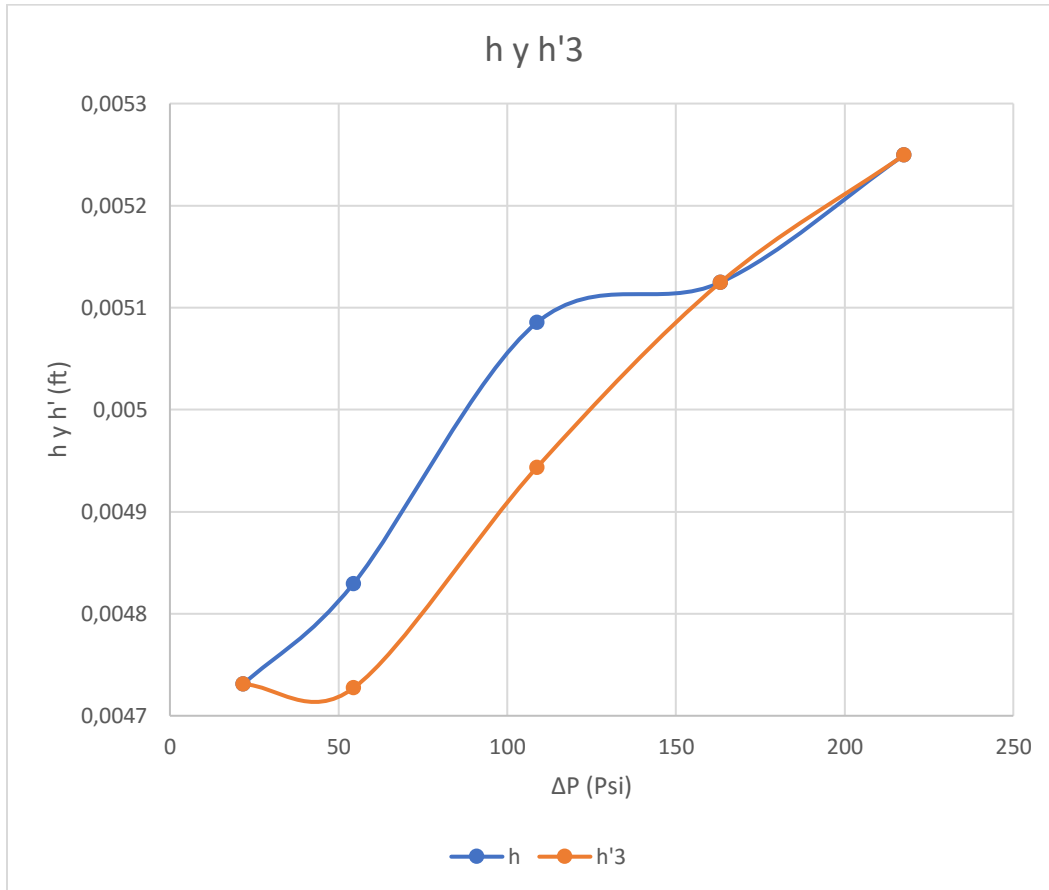
Gráfica 4:12 CURVAS DE RESULTADOS COMPARACIÓN DE h Y h'2 (ft) VS  $\Delta P$  (psi) ENSAYO #2

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

Tabla 4:18 VALORES OBTENIDOS CON LA ECUACIÓN (4.1) PARA ENSAYO #3

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

$\Delta P$	$h$	$h^3$
<b>217,55</b>	0,00524934	0,00524934
<b>163,1625</b>	0,00512467	0,00512467
<b>108,775</b>	0,0050853	0,00494337
<b>54,3875</b>	0,0048294	0,00472707
<b>21,755</b>	0,00473097	0,00473097
$R^2$		1,16795153
$abs(1-r^2)$		0,16795153



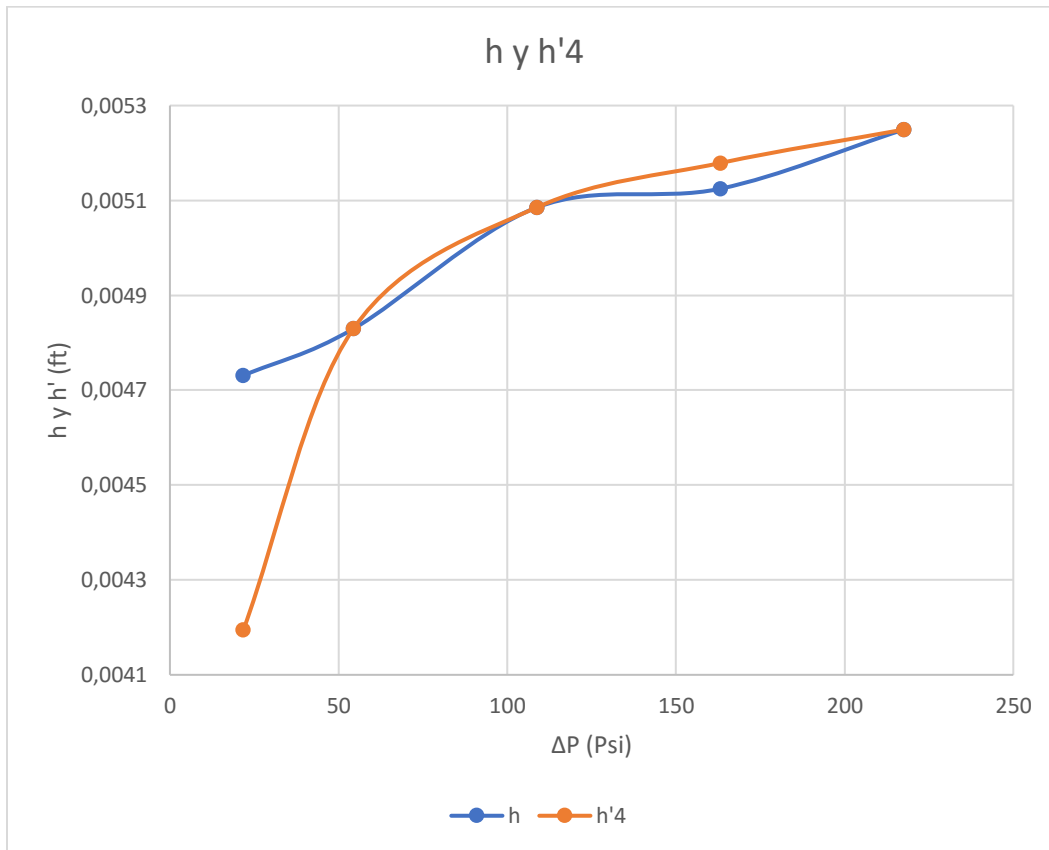
Gráfica 4:13 CURVAS DE RESULTADOS COMPARACIÓN DE h Y h<sup>3</sup> (ft) VS  $\Delta P$  (psi) ENSAYO #3

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

Tabla 4:19 VALORES OBTENIDOS CON LA ECUACIÓN (4.1) PARA ENSAYO #4

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

$\Delta P$	$h$	$h^4$
<b>217,55</b>	0,00524934	0,00524934
<b>163,1625</b>	0,00512467	0,00517888
<b>108,775</b>	0,0050853	0,0050853
<b>54,3875</b>	0,0048294	0,0048294
<b>21,755</b>	0,00473097	0,00419423
$R^2$		3,95377987
$abs(1-r^2)$		2,95377987



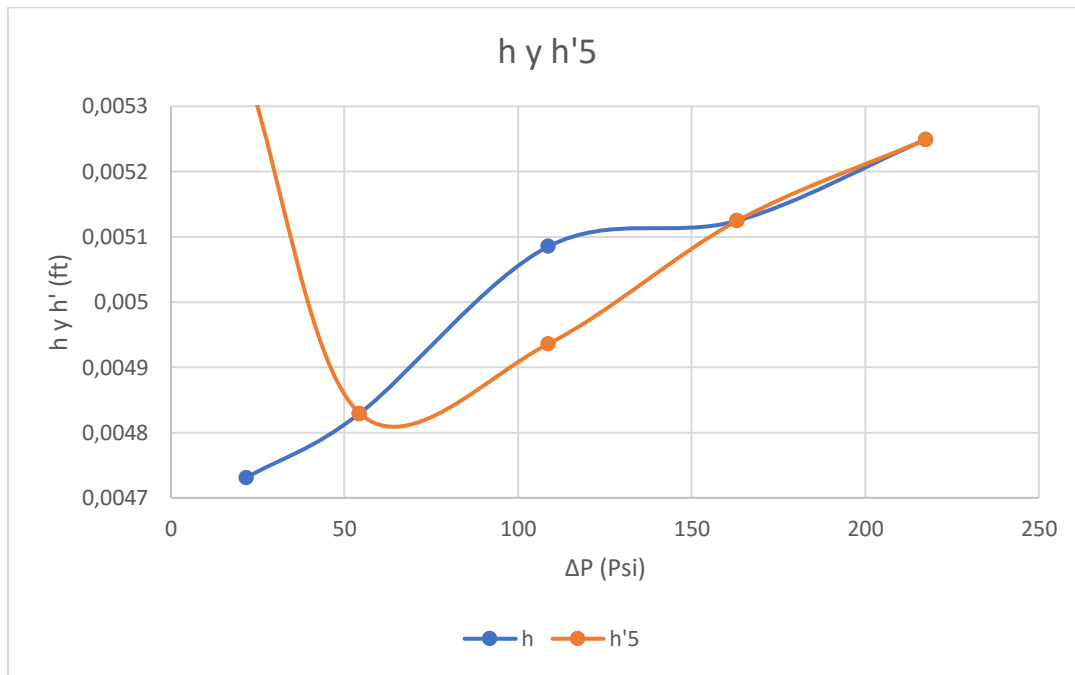
Gráfica 4:14 CURVAS DE RESULTADOS COMPARACIÓN DE h Y h^4 (ft) VS ΔP (psi) ENSAYO #4

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

Tabla 4:20 VALORES OBTENIDOS CON LA ECUACIÓN (4.1) PARA ENSAYO #5

Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

$\Delta P$	$h$	$h^5$
<b>217,55</b>	0,00524934	0,00524934
<b>163,1625</b>	0,00512467	0,00512467
<b>108,775</b>	0,0050853	0,00493608
<b>54,3875</b>	0,0048294	0,0048294
<b>21,755</b>	0,00473097	0,00535596
$R^2$		1,01139181
$abs(1-r^2)$		0,01139181



Gráfica 4:15 CURVAS DE RESULTADOS COMPARACIÓN DE h Y h<sup>5</sup> (ft) VS ΔP (psi) ENSAYO #5

5. Elaborado por: Elvis Enrique Merchán Chancay

### 5.1.1 Análisis técnico de las comparaciones

Una vez realizadas las curvas  $h$  Y  $h'$  aplicando la ecuación(4.1), con las diferentes constantes se observa que las gráficas  $h^2$  y  $h^4$  tienen un mejor valor de  $R^2$  que se aproxima a 1 por lo cual estas 2 ecuaciones son las que se aproximan mejor a un modelo matemático, por ende la ecuación seleccionada es  $h^4$  (Gráfica 4.14) .



## 5.2 ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO

Los costos de perforación representan las operaciones de la industria petrolera un alto costo, los mismos que deben ser estimados durante la fase de planeación de pozo. Mejorando la tasa de penetración durante la perforación, disminuyendo los problemas de perforación tales como: problemas de pega de tubería y pérdidas por circulación, estas características han sido consideradas durante mucho tiempo, una forma efectiva para disminuir los costos de perforación.

A través del tiempo, han existido casos en los que utilizando la tecnología UBD, ha tenido un rendimiento y éxito, considerablemente, muy bueno en las operaciones que emplean esta tecnología. Gracias a estos eventos han dado un alto grado de publicidad, dando lugar a que esta técnica cada vez sea más empleada. No obstante, cabe recalcar que ha habido casos en los que han tenido menos éxito y esto no, necesariamente, es culpa de la técnica, esto se debe a la mala implementación o mal diseño y aplicación de la tecnología UBD.

En este proyecto, se realizaron comparaciones de costos, con el fin de dar a conocer los resultados de la aplicación de la tecnología UBD.

Al revisar varios estudios económicos que muestran resultados de acorde a lo planificado, definiciones que existen para los términos de costos:

### 5.2.1.1 *Costos fijos*

Un costo fijo es el otro costo incurrido por empresas y corporaciones. A diferencia del costo variable, el costo fijo de una empresa no varía con el volumen de producción. Sigue siendo el mismo incluso si no se producen bienes o servicios, y por lo tanto, no se puede evitar.

### 5.2.1.2 *Costos variables*

Los costos variables tienen la tendencia a cambiar, de acuerdo, a las características de las operaciones y producción, esto se debe al incremento o decremento de la actividad de una empresa haciendo referencia a los gastos de producción y el valor total cambia.

### 5.2.1.3 Costo Incremental o Ingreso Incremental

Este costo se agrega cuando el aumento de la producción refleja una o más unidades. Para ver un cambio en la producción es importante, tomar decisiones que tengan una relativa función la implique un se hace o no se hace.

### 5.2.1.4 Inversiones

La inversión ayuda a mantener e incrementar la productividad del capital, siendo necesario restablecer los valores de inversión que se gasta en el proceso de producción, además de aumentarlo.

En el ámbito petrolero se emplea el termino inversión de producción, el cual tiene como fin mantener o incrementar la producción del petróleo

## 5.2.2 Parámetros de perforación

Tabla 4:21 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Fuente: Viabilidad técnica y económica de la perforación bajo balance aplicada al campo escuela colorado (Bucaramanga, 2008).

PARÁMETROS	VALOR	
	PERFORACIÓN UBD	PERFORACIÓN CONVENCIONAL
Profundidad del pozo	6561 [ft]	6561 [ft]
Diámetro de hoyo	8 ½ [in]	8 ½ [in]
ROP	26 [ft/h]	19 [ft/h]
Pie perforado por broca #1	800 [ft]	800 [ft]
Pie perforado por broca #2	6561 [ft]	6561 [ft]
Brocas usadas	2 [brocas]	2 [brocas]
Tiempo perforando	240 [h]	312 [h]
Tiempo de operación	12 [días] 288[h]	15 [días] 360 [h]

### 5.2.3 Costos estimados para la perforación bajo balance UBD

Por lo general, los costos ligados a la perforación tienen como fin tres parámetros muy importantes:

- Costos diarios del equipo de perforación.
- Costos diarios de otros elementos, tales como combustible, los revestimientos o tuberías.
- Tiempo empleado de la perforación del pozo.

En las operaciones petroleras las perforaciones de pozos en ocasiones se expresan en términos de unidad monetaria por día o unidad monetaria por metro o pie; sin embargo, lo más común es que las compañías petroleras trabajen en base a costos diarios.

Para obtener el costo unitario de perforación  $C_p$  en U\$\$ por metro, se emplea la siguiente ecuación:

$$C_p = \frac{C_t + C_e (tr + tn + tv)}{D} \quad \text{Ecuación (4.2)}$$

Dónde:

$C_e$ : Costos operativos fijos del equipo de perforación (U\$\$/hora)

$C_t$ : Costos de la broca (U\$\$)

$tr$ : Tiempo total de rotación (horas)

$tv$ : Tiempo de viaje o round trip (horas)

$D$ : Profundidad perforada por la broca (metros)

**Costos de alquiler de equipos.** Alquilar el equipo de perforación bajo balance tiene un costo diario de \$31.000, la siguiente ecuación representa el costo del equipo por pie perforado:

$$C_e = \frac{\text{Costos diarios del equipo}}{\text{Rata de penetración}}$$
$$C_e = \frac{\text{USD}}{\text{ft}} \quad \text{Ecuación (4.3)}$$

**Costos de la Broca.** Las brocas PDC con 3 Bombas Jet de 12 (in) tienen un costo de 5800 USD por broca. Y la siguiente ecuación nos da el costo del equipo por pie perforado:

$$CB = \frac{\text{Valor de la Broca}}{\text{Pie perforado por Broca}}$$
$$CB = \frac{\text{USD}}{\text{ft}} \quad \text{Ecuación (4.4)}$$

**5.2.4 La estimación de costos con la aplicación de la tecnología UBD y tomando en cuenta el tiempo de operaciones 12 días, se presentan los valores en la siguiente tabla: 4.20**

Tabla 4:22 COSTO DE DISEÑO DE EQUIPO DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Fuente: Viabilidad técnica y económica de la perforación bajo balance aplicada al campo escuela colorado (Bucaramanga, 2008).

<b>COSTO DE DISEÑO DE EQUIPO DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE</b>				
EQUIPO	Unidad	Costo unidad	Valor/día	Valor Total
		(US\$)	(US\$)	(US\$)
Cabezal de pozo	2	5600	11200	134400
Válvulas HCR – 5000 psi	2	400	800	9600
Supervisor General	1	1350	1350	16200
Supervisor	2	1000	2000	24000
Operadores Generales	4	800	3200	38400
Operador RCD	1	1600	1600	19200
Rubber	4	2000	2000	24000
Bowl Gasket	1	100	100	1200
Coffee Pot	1	100	100	1200
Ring Gasket	1	200	200	2400
Ring Rag	1	150	150	1800
Diesel utilizado (Galones)	5401	1,037	1400	16800
Choke Manifold	1	1500	1500	18000
Separador ANSI ISO 3 fases	1	1000	1000	12000
Cabina oficina	1	150	150	1800
Compresores Aire	2	1150	2300	27600
NPU	1	4000	4000	48000
Booster	2	1500	3000	36000
Tubería 2" 15.02 Para inyección	1	250	250	3000
Mix Pomp	1	1200	1200	14400
Taladro (alquiler/día)	1	31000	31000	372000
Tank ACPM 5000 Gal	2	100	200	2400
<b>TOTAL (US\$)</b>				<b>824400</b>

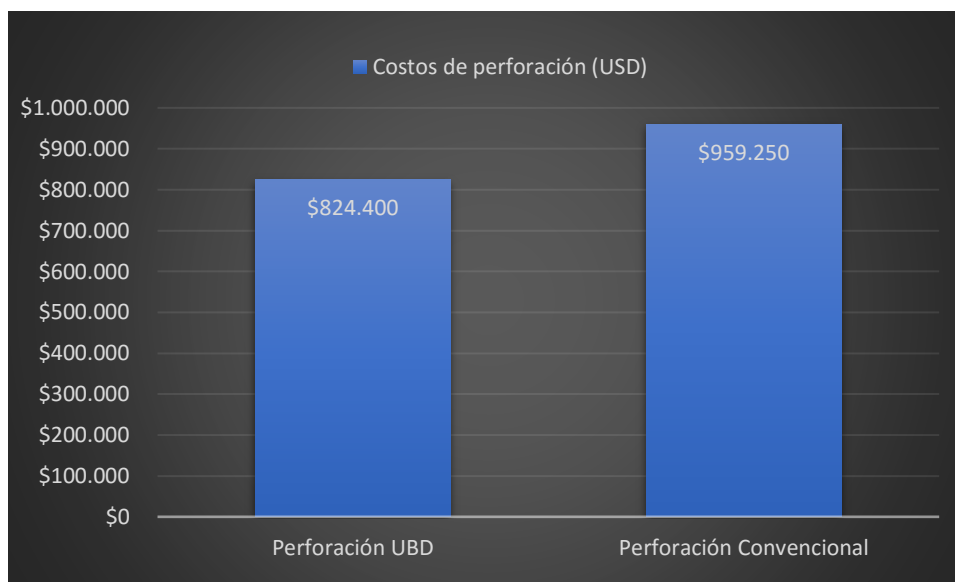
**5.2.5 La estimación de costos con la perforación Convencional y tomando en cuenta el tiempo de operaciones 15 días, se presentan los valores en la siguiente tabla: 4.21**

Tabla 4:23 COSTO DE DISEÑO DE EQUIPO DE PERFORACIÓN CONVENCIONAL

Fuente: Viabilidad técnica y económica de la perforación bajo balance aplicada al campo escuela colorado (Bucaramanga, 2008).

<b>COSTO DE DISEÑO DE EQUIPO DE PERFORACIÓN CONVENCIONAL</b>				
EQUIPO	Unidad	Costo unidad	Valor/día	Valor Total
		(US\$)	(US\$)	(US\$)
Cabezal de pozo	2	5600	11200	168000
Válvulas HCR – 5000 psi	2	400	800	12000
Supervisor General	1	1350	1350	20250
Supervisor	2	1000	2000	30000
Operadores Generales	4	800	3200	48000
Operador RCD	1	1600	1600	24000
Rubber	4	2000	2000	30000
Bowl Gasket	1	100	100	1500
Cofee Pot	1	100	100	1500
Ring Gasket	1	200	200	3000
Ring Rag	1	150	150	2250
Diesel utilizado	5401	1,037	1400	21000
(Galones)				
Choke Manifold	1	1500	1500	22500
Separador ANSI ISO 3 fases	1	1000	1000	15000
Cabina oficina	1	150	150	2250
Compresores Aire	2	1150	2300	34500
NPU	1	4000	4000	60000
Booster	2	1500	3000	45000
Tubería 2" 15.02 Para inyección	1	250	250	3750
Mix Pomp	1	1200	1200	18000
Taladro (alquiler/día)	1	26250	26250	393750
Tank ACPM 5000 Gal	2	100	200	3000
<b>TOTAL (US\$)</b>				<b>959250</b>

### 5.2.6 Comparativa de los costos de perforación



Grafica 4:16 COMPARATIVA DE COSTOS DE PERFORACION POR CADA MÉTODO

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

Mediante, este grafico se puede observar que, aplicando la tecnología de perforación bajo balance, tiene un valor de \$ 824,400 comparado con la perforación convencional que tiene un costo de \$959,250, determinándose como resultado un costo menor de perforación en la tecnología UBD (Under balance Drilling).

El cálculo del caudal máximo de producción mediante el daño de formación ocasionado por cada uno de los fluidos.

Mediante, los resultados de laboratorio obtenido con el fluido UBD (Under balance Drilling) se tiene un 49,3% menos de daño en comparación con los fluidos Convencionales.

A continuación, se presenta los datos de entrada para el AOF (ABSOLUTE OPEN FLOW) respectivo para cada daño generado por los fluidos de perforación.

Al usar la ecuación de Darcy:

$$q_0 = \frac{h * K_o (Pr - Pwf)}{141,2 * B_o * \mu_o * (\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s')} \quad \text{ecuación (4.2)}$$

Tabla 4:24 DATOS PARA CALCULAR CAUDAL MÁXIMO

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

DATOS		UBD	SB	Unidades
Presión de reservorio	Pr	217,55	217,55	(Psi)
Presión dinámica	Pwf	0	0	(Psi)
Permeabilidad al petróleo	Ko	0,284	0,284	(mD)
Espesor útil	h	0,0264	0,0264	(ft)
Factor volumétrico Oíl	Bo	1,2	1,2	(Scf)
Viscosidad del petróleo	$\mu_o$	1,61	1,61	(cp)
Radio de drenaje	re	0,492	0,492	(ft)
Radio del pozo	rw	0,00262	0,00262	(ft)
Factor Skin	S´	3,537833075	6,90088519	(Adimensional)
Caudal de petróleo @ Pwf	qo	0,000681529	0,00049267	STD bpd
Caudal máximo (AOFPP)	qmax	0,000745012	0,00052496	STD bpd
Índice de productividad	J	3,42456E-06	2,4131E-06	STD bpd/psi

Tabla 4:25 PORCENTAJE DE PRODUCCION QUE AFECTA EL DAÑO

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

UBD	SB
Caudal máximo (AOFPP)	Caudal máximo (AOFPP)
0,000745012	0,000524963
141,92	

Con el fluido UBD se tiene un menor daño, mediante, el cual comparado con el del fluido Convencional se produce un 41,9% más.

## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.3 CONCLUSIONES

1. Mediante, el análisis del comportamiento del gradiente de presión y fractura se estableció la ventana operativa de perforación, la densidad operativa para perforar, utilizando la tecnología bajo balance de 8.9 ppg y para la tecnología convencional la densidad fue 9.4 ppg.
2. La tecnología de perforación bajo balance, es una técnica que resulta muy útil aplicarla en las formaciones de interés, en este caso, las secciones geológicas fueron Atlanta y Santo Tomas en las cuales, mediante los Resultados de laboratorio, se pudo obtener que para el fluido UBD (Under balance Drilling) se logra disminuir en 49,3% el daño en comparación con el fluido Convencional.
3. Mediante, las pruebas de filtración realizadas en el laboratorio se determinó que el espesor de la costra fue de 35,2 % mayor con el fluido convencional en comparación con el fluido UBD (Under balance Drilling).
4. Con los resultados de ensayos realizados, se estableció un modelo matemático que ayuda a simular el avance de invasión de la costra, formada por cada muestra de fluido de perforación utilizado, este modelo es una función dependiente de la presión de inyección del fluido y de la variación de las permeabilidades en las zonas de interés, tal como se muestra en la ec.4.1.
5. Para los cálculos de AOF (Absolute Open Flow) respectivos en base a las pruebas de laboratorio realizadas, se obtuvo que al utilizar el fluido UBD (Under balance Drilling) se logra disminuir el daño de formación, y por lo tanto se alcanza a producir un 41,9% más de fluido desde el reservorio al pozo comparado con el fluido convencional.



6. La comparación de los gastos operativos de cada perforación, tomando en cuenta el tiempo total nos dio un 16,35% de costos mayor para la tecnología Convencional en comparación con la tecnología UBD (Under balance Drilling).

### **3.4 RECOMENDACIONES**

1. Se sugiere a la empresa que brinde más facilidad para que los estudiantes puedan obtener más información relacionada a las actividades que se realizan en el campo GGV.
2. Antes de empezar a la realización de un fluido UBD (Under balance Drilling) se debe verificar si se cuenta con los equipos necesarios para el diseño del lodo.
3. Se debe seleccionar bien las formaciones de interés para poder realizar un buen diseño del fluido.
4. Se debe tener mucho cuidado al momento de usar los equipos de laboratorio, ya que estos pueden ocasionar accidentes en caso de no maniobrarlos correctamente.
5. Se debe tomar en cuenta al momento de preparar el fluido las debidas precauciones con las combinaciones, el tiempo de mezclado y la densidad en este caso para el fluido UBD (Under balance Drilling) fue de 8,9 ppg y para el fluido Convencional fue de 9,4 ppg.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Blanco-Galan, D. V.-H.-M.-H. (2000). Análisis de perforación bajo balance de campos naturalmente fracturados mexicana através de flujo multifásico 2D. Sociedad de Ingenieros Petroleros, 5. doi:10.2118 / 59054-MS
2. Casiano, J. A. (2002). Perforación exitosa en formaciones muy depletadas. sociedad de Ingenieros Petroleros, 13. doi:10.2118/74399-MS
3. Cinquegrani, F. R. (2001). Bajo balance EMWD-AP En La Concepción Bloque, Maracaibo Cuenca, Venezuela. Sociedad de Ingenieros Petroleros, 4. doi:10.2118/69496-MS
4. COMP, RUTENCO. (2018). fluidos de control. petroleo, 47.
5. Escobar K, Erazo, R. , K., Armijos, D., & Oña, J. (2019). Generacion de curvas de presión de formacióny fractura para optimizar la perforación de pozo en el campo GGV. GEO Latitud, 9.
6. Edwards, C. P.-T. (2015). Un nuevo y exhaustivo, mecanicista Modelo de bajo balance de perforación Mejora predicciones presion del pozo. Sociedad de Ingenieros Petroleros, 16. doi:10.2118 / 74426-MS
7. Morato, C. P.-T.-L.-B. (2000). Mediciones presión de fondo: herramienta indispensable para la optimización de operaciones de perforación bajo balance. Sociedad de Ingenieros Petroleros, 5. doi:10.2118/59054-MS
8. IADC. (2005). Sistema de clasifiacion de pozos de IADC para bajo balance. IADC, 3.
9. ANAYA, O. L. (19 de agosto de 2010). EVALUACIÓN DE LAS OPORTUNIDADES DE PERFORACIÓN UBD EN EL CAMPO COLORADO.
10. Institute, G. R. (1997). "Underbalanced Drilling Manual".
11. Perforación, J. d. (10 de Julio de 2009). Técnicas de perforacion Bajo Balance. Obtenido de <http://jornadasdeperforacion.blogspot.com/2009/07/perforacion-en-desbalance.html>
12. RIOS, J. y. (2006). Desarrollo de la perforación bajo balance en México. México. México.

13. TÉLLES., R. N. (s.f.). Composición mejorada, Método de preparación y uso de fluidos ultraligeros base aceite para la perforación de zonas de presionadas con lutitas activas.
14. Luyo, H. C. (2014). Mejoramiento de la perforación en zonas de baja presión. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería de Lima.
15. Economides, M. H. (1994). Petroleum Production Systems (Vol. 1). Copyright.
16. HERRERA, I. C. (2018). Manual de prácticas de laboratorio de fluidos de perforación de pozos. Mexico.
17. MAGDALENA, P. M. (2015). DISEÑO PRELIMINAR DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA POZOS INFILL DEL AREA CERTEZA CAMPO GUSTAVO GALINDO VELAZCO. QUITO: REPOSITORIO UTE.
18. Tituaña, F. E. (2018). OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO POR MEDIO DEL MÉTODO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. QUITO.

## CAPITULO VI

### 6. ANEXOS

#### 6.1 EQUIPOS DE LABORATORIO



Figura 6:1 Balanza

Fuente: Laboratorios de petróleo Upse



Figura 6:2 Balanza digital

Fuente: Laboratorios de petróleo Upse



Figura 6:6:3 Embudo de Viscosidad

Fuente: Laboratorios de petróleo Upse



Figura 6:6:4 Viscosímetro Fann 6 velocidades

Fuente: Laboratorios de petróleo Upse



Figura 6:6:5 Filtro Prensa

Fuente: Laboratorios de petróleo Upse



Figura 6:6 Papel Filtro

Fuente: Laboratorios de petróleo Upse

## 6.2 PASOS PARA LA ELABORACIÓN DEL FLUIDO

Tabla 6:1 PASOS PARA EL DESARROLLO DEL FLUIDO

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

Ensayo de laboratorio		
Pasos	Fluido UBD (Under balance Drilling)	Fluido convencional
1. <b>Determinación de las propiedades del lodo</b>	X	X
2. <b>Determinación de la viscosidad Embudo</b>	X	X
3. <b>Determinación del filtrado API y Revoque</b>	X	X

### 6.2.1 PASO 1: DETERMINAR LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS UBD (Under Balance Drilling) Y CONVENCIONAL

#### 6.2.1.1 Propiedades del fluido UBD (Under Balance Drilling)

Datos:

P lodo = 8,9 ppg

P Agua = 8,33 gr/cc

Masa de la Bentonita = ¿?

Volumen de agua = 2000 cc

V Bentonita = ¿?

V lodo = ¿?

P Bentonita = 2,6 gr

$$m_{ben} + m_{agua} = m_{lodo}$$

$$(V_{agua})(\rho_{agua}) + (V_{ben})(\rho_{ben}) = (V_{lodo})(\rho_{lodo})$$

$$V_{ben} = 89,36 \text{ gr/cc}$$

$$m_{ben} = \rho * V$$

$$m_{ben} = 232,23 \text{ gr}$$

$$V_{lodo} = V_{agua} + V_{ben}$$

$$V_{lodo} = 2089,4 \text{ cc}$$

### 6.2.1.2 Propiedades del fluido Convencional

Datos:

P lodo = 9,4 ppg

P Agua = 8,33 gr/cc

Masa de la Bentonita = ¿?

Volumen de agua = 2000 cc

V Bentonita = ¿?

V lodo = ¿?

P Bentonita = 2,6 gr

$$\begin{aligned}m_{ben} + m_{agua} &= m_{lodo} \\(V_{agua})(\rho_{agua}) + (V_{ben})(\rho_{ben}) &= (V_{lodo})(\rho_{lodo}) \\V_{ben} &= 1174,58 \text{ gr/cc} \\m_{ben} &= \rho * V \\m_{ben} &= 453,91 \text{ gr} \\V_{lodo} &= V_{agua} + V_{ben} \\V_{lodo} &= 2174,6 \text{ cc}\end{aligned}$$



Figura 6:7 MEDICIÓN DE LA DENSIDAD DEL LODO

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay



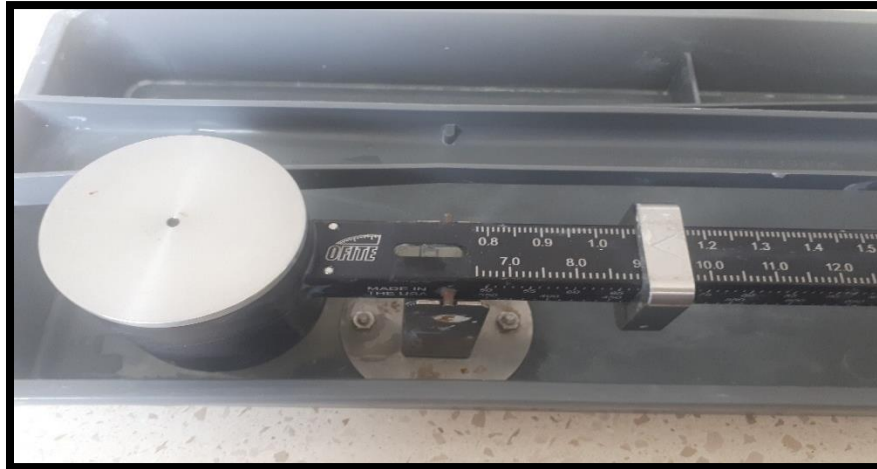


Figura 6:8 BALANZA DE LODO

7 Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

### 6.2.3 Determinar la Viscosidad Embudo

#### 6.2.3.1 Viscosidad para fluido UBD (Under Balance Drilling)

Tabla 6:2 DATOS PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD

ELABORADO POR ELVIS ENRIQUE MERCHÁN CHANCAY

Lodo	Densidad ppg (lb/Gal)	Tiempo (s Marsh)	
UBD (Under Balance Drilling)	8,9	T1	42,12
		T2	41,26
		T3	41,52
		T Promedio	40,13

$$\mu = \left(0,58t - \frac{461}{t}\right)\rho$$

$$\mu = 13,86 \text{ cp}$$

#### 6.2.3.2 Viscosidad para fluido Convencional

Tabla 6:3 DATOS PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD

ELABORADO POR ELVIS ENRIQUE MERCHÁN CHANCAY

Lodo	Densidad ppg (lb/Gal)	Tiempo (s Marsh)	
Convencional	9,4	T1	49,83
		T2	49,85
		T3	49,81
		T Promedio	49,83

$$\mu = \left(0,58t - \frac{461}{t}\right)\rho$$

$$\mu = 22,17 \text{ cp}$$



Figura 6:9 VISCOSIDAD EMBUDO

7 Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

#### 6.2.4 Determinación del filtrado API y Revoque

Tabla 6:4 VOLUMEN FILTRADO

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

tiempo min	Filtrado ml
0,5	1,8
7,5	5,1
15,0	4,5
22,5	1,8
30,0	1,8
<b>Total</b>	15



Figura 6:10 COSTRA FORMADA POR EL FILTRADO  
Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay



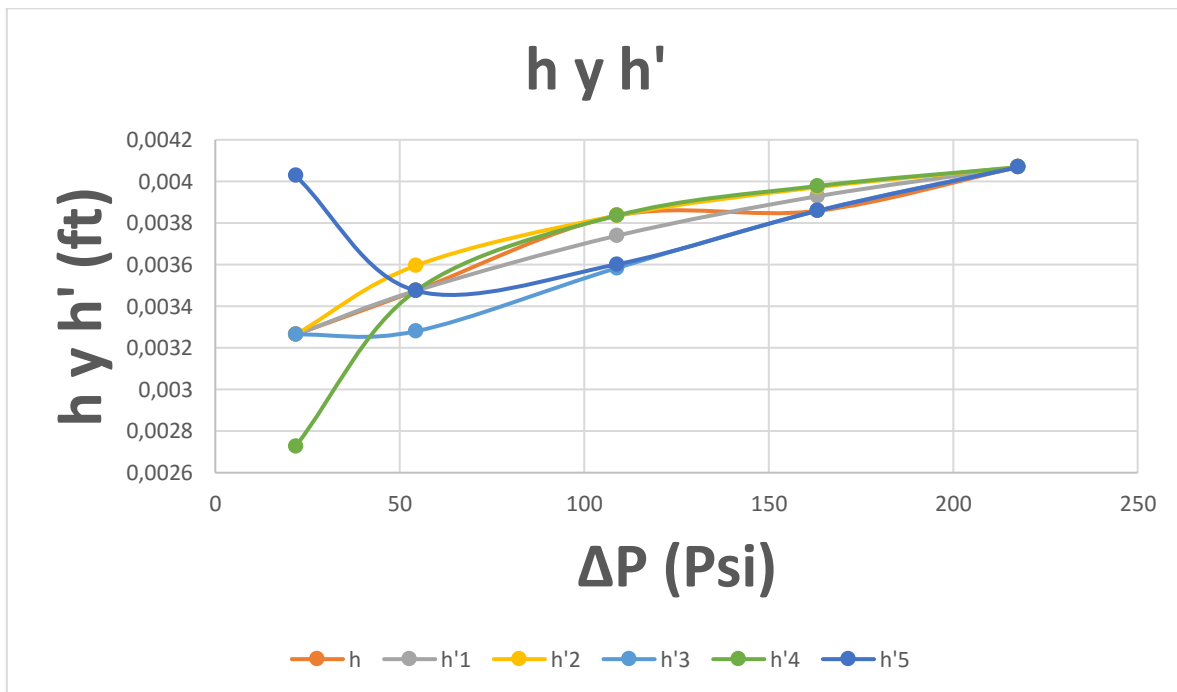
Figura 6:11 FILTRO PRENSA  
Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

### 6.3 GRÁFICAS DE FLUIDOS UBD (UNDER BALANCE DRILLING) USANDO LOS VALORES DE LA ECACION 4.1 OBTENIDA CON EL MODELO MATEMATICO

Tabla 6:5 VALORES PARA GRAFICAR h y h' VS ΔP

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

h'1		h'2		h'3		h'4		h'5	
K	0,284	K	0,284	K	0,284	K	0,284	K	0,284
h1	0,00326378	h1	0,00326378	h1	0,00326378	h1	0,00347441	h1	0,00347441
DP1	21,755	DP1	21,755	DP1	21,755	DP1	54,3875	DP1	54,3875
DK1	0,01208483	DK1	0,01208483	DK1	0,01208483	DK1	0,16917365	DK1	0,16917365
h2	0,00347441	h2	0,0038353	h2	0,00385827	h2	0,0038353	h2	0,00385827
DP2	54,3875	DP2	108,775	DP2	163,1625	DP2	108,775	DP2	163,1625
Dk2	0,16917365	Dk2	0,22873193	Dk2	0,24369628	Dk2	0,22873193	Dk2	0,24369628
h3	0,00406824	h3	0,00406824	h3	0,00406824	h3	0,00406824	h3	0,00406824
DP3	217,55	DP3	217,55	DP3	217,55	DP3	217,55	DP3	217,55
DK3	0,25130639	DK3	0,25130639	DK3	0,25130639	DK3	0,25130639	DK3	0,25130639
A	0,00122768	A	0,00075981	A	0,00197991	A	0,00051436	A	0,00224067
B	-0,0017691	B	0,00018665	B	-0,0049136	B	0,00345969	B	-0,0091947
C	0,00164307	C	0,00224523	C	0,00067492	C	0,00199644	C	0,00114123



Grafica 6:1 GRAFICA DE RESULTADOS DE LA ECACION 4.1 CON RESPECTO AL ΔP PARA EL FLUIDO UBD (Under Balance Drilling)

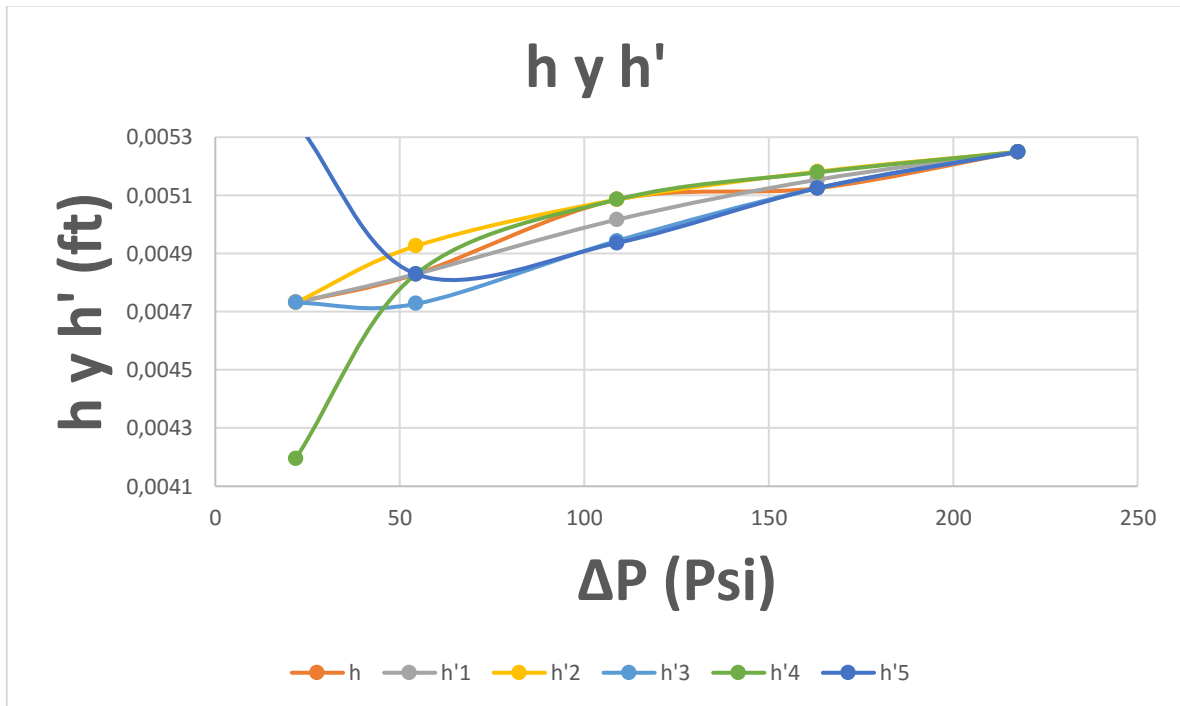
Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

## 6.4 GRÁFICAS DE LOS FLUIDOS CONVENCIONALES USANDO LOS VALORES DE LA ECACION 4.1 OBTENIDA CON EL MODELO MATEMATICO

Tabla 6:6 VALORES PARA GRAFICAR h y h' VS  $\Delta P$

Elaborado por Elvis Enrique Merchán Chancay

h'1		h'2		H'3		h'4		h'5	
K	0,284	K	0,284	K	0,284	K	0,284	K	0,284
h1	0,00473097	h1	0,00473097	h1	0,00473097	h1	0,0048294	h1	0,0048294
DP1	21,755	DP1	21,755	DP1	21,755	DP1	54,3875	DP1	54,3875
DK1	0,06994442	DK1	0,06994442	DK1	0,06994442	DK1	0,20467998	DK1	0,20467998
h2	0,0048294	h2	0,0050853	h2	0,00512467	h2	0,0050853	h2	0,00512467
DP2	54,3875	DP2	108,775	DP2	163,1625	DP2	108,775	DP2	163,1625
Dk2	0,20467998	Dk2	0,24656431	Dk2	0,25606365	Dk2	0,24656431	Dk2	0,25606365
h3	0,00524934	h3	0,00524934	h3	0,00524934	h3	0,00524934	h3	0,00524934
DP3	217,55	DP3	217,55	DP3	217,55	DP3	217,55	DP3	217,55
DK3	0,26388957	DK3	0,26388957	DK3	0,26388957	DK3	0,26388957	DK3	0,26388957
A	0,00088181	A	0,00055614	A	0,0012266	A	0,00032966	A	0,00152474
B	-0,0018739	B	-0,0001948	B	-0,0036517	B	0,00374051	B	-0,0084114
C	0,00368257	C	0,00400072	C	0,00334574	C	0,00349167	C	0,00390486



Gráfica 6:2 GRAFICA DE RESULTADOS DE LA ECACION 4.1 CON RESPECTO AL  $\Delta P$  PARA EL FLUIDO CONVENCIONAL

**6.5 DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN 4.1**

$$h_1 = A \log(\Delta P_1) + B(\Delta K_1) + C \dots\dots\dots (1)$$

$$h_2 = A \log(\Delta P_2) + B(\Delta K_2) + C \dots\dots\dots (2)$$

$$h_3 = A \log(\Delta P_3) + B(\Delta K_3) + C \dots\dots\dots (3)$$

$$h_3 - A \log(\Delta P_3) - B(\Delta K_3) = C$$

$$h_2 = A \log(\Delta P_2) + B(\Delta K_2) + h_3 - A \log(\Delta P_3) - B(\Delta K_3)$$

$$h_2 - h_3 = A[\log(\Delta P_2) - \log(\Delta P_3)] + B[(\Delta K_2) - (\Delta K_3)]$$

$$\frac{h_2 - h_3 = A[\log(\Delta P_2) - \log(\Delta P_3)]}{(\Delta K_2) - (\Delta K_3)} = B$$

$$h_1 = A \log(\Delta P_1) + B(\Delta K_1) + h_3 - A \log(\Delta P_3) - B(\Delta K_3)$$

$$h_2 = A[\log(\Delta P_2) - \log(\Delta P_3)] + B[(\Delta K_2) - (\Delta K_3)] + h_3$$

$$h_1 - h_3 =$$

$$A[\log(\Delta P_1) - \log(\Delta P_3)] + \left\{ \frac{h_2 - h_3 = A[\log(\Delta P_2) - \log(\Delta P_3)]}{(\Delta K_2) - (\Delta K_3)} ((\Delta K_2) - (\Delta K_3)) \right\}$$

$$A[\log(\Delta P_1) - \log(\Delta P_3)] + (h_2 - h_3) \left[ \frac{(\Delta K_1 - \Delta K_3)}{(\Delta K_2 - \Delta K_3)} \right] - \{A[\log(\Delta P_2) - \log(\Delta P_3)]$$

$$\left[ \frac{(\Delta K_1 - \Delta K_3)}{(\Delta K_2 - \Delta K_3)} \right] \}$$

$$\frac{(h_1 - h_3) - \{(h_2 - h_3) \left[ \frac{(\Delta K_1 - \Delta K_3)}{(\Delta K_2 - \Delta K_3)} \right] \}}{[\log(\Delta P_1) - \log(\Delta P_3)] - \{[\log(\Delta P_2) - \log(\Delta P_3)] \left[ \frac{(\Delta K_1 - \Delta K_3)}{(\Delta K_2 - \Delta K_3)} \right] \}} = A$$