



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES GENERADOS  
CON EL USO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN HIGH PERFORMANCE Y  
SINTÉTICO DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO  
VILLANO”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR (ES):**

**ALLISON DANIELA PÁRRAGA PIZA**

**JULISSA ALEXANDRA TOMALÁ SUÁREZ**

**TUTOR:**

**ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2023**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS  
OPERACIONALES GENERADOS CON EL USO DE  
FLUIDOS DE PERFORACIÓN HIGH PERFORMANCE Y  
SINTÉTICO DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO  
EN EL CAMPO VILLANO”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR (ES):**

**ALLISON DANIELA PÁRRAGA PIZA  
JULISSA ALEXANDRA TOMALÁ SUÁREZ**

**TUTOR:**

**ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2023**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



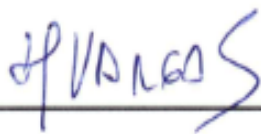
**Ing. Marllelis Gutiérrez Hinostrroza, PhD.**

DIRECTORA DE CARRERA



**Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.**

DOCENTE TUTOR



**Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.**

DOCENTE ESPECIALISTA



**Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.**

DOCENTE GUIA DE LA UIC



**Ing. David Vega G.**

SECRETARIO DEL TRIBUNAL

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a Dios, por haberme dado la vida y permitirme llegar hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

A mi madre Jenny Suárez, por ser el pilar más importante y demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional.

A mi padre José Tomalá, a pesar de la distancia física, siempre está conmigo cuidándome desde el cielo y este momento hubiera sido tan especial para ambos.

A Don Ángel, por darme la figura paterna y apoyo incondicional.

A mis hermanos Paola, Cindy y Christian, por siempre estar dispuestos a escucharme y ayudarme en cualquier momento. A mis cuñados Darwin y Cristian, quienes me brindan consejos y apoyo.

A mi compañera y mejor amiga Allison Párraga porque sin el equipo que formamos, no habiéramos logrado esta meta.

Julissa Tomalá Suárez.

## **DEDICATORIA**

El presente trabajo está dedicado a Dios por guiarme en cada uno de mis pasos y permitirme llegar a esta etapa de mi vida.

A mis padres Mirian Piza y César Párraga, por ser el pilar fundamental en mi vida, brindarme su amor incondicional y por creer en mí cuando yo dudaba de mí mismo.

A mi padrastro Argenis Segovia, quien ha sido un pilar en mi vida y me ha demostrado su apoyo en todo momento.

A Axel Zahid, el mejor regalo que la vida me dio, eres mi inspiración, el motor para seguir adelante y no rendirme ante cualquier adversidad, Te Amo hijo.

A mis hermanos, Scarlett, Dhana, Bianka y Ezequiel, por ser uno de los motivos para dar lo mejor de mí.



A mi familia y amigos, por sus palabras de aliento, consejos y constante motivación en cada instante.

A Julissa Tomalá, mi mejor amiga por ser mi escape de la presión académica y compañera de aventuras, por su compromiso para llevar a cabo este trabajo.

Allison Párraga Piza.

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **“ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES GENERADOS CON EL USO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN HIGH PERFORMANCE Y SINTÉTICO DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO VILLANO”** elaborado por las estudiantes **ALLISON DANIELA PÁRRAGA PIZA** y **JULISSA ALEXANDRA TOMALÁ SUÁREZ**, egresadas de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 5 % de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

 <b>CERTIFICADO DE ANÁLISIS</b> magister	<b>TESIS PARRAGA A-TOMALA J</b>	<b>5%</b> Similitudes	 <b>&lt; 1%</b> Texto entre comillas 0% similitudes entre comillas
<b>Nombre del documento:</b> TESIS PARRAGA A-TOMALA.J.docx <b>ID del documento:</b> a8023c88539297321b792a29a0c0efeee7fe7a23 <b>Tamaño del documento original:</b> 63,47 kB	<b>Depositante:</b> CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO <b>Fecha de depósito:</b> 4/8/2023 <b>Tipo de carga:</b> interface <b>fecha de fin de análisis:</b> 4/8/2023	<b>Número de palabras:</b> 12.021 <b>Número de caracteres:</b> 76.243	<b>&lt; 1%</b> Idioma no reconocido

## FIRMA DEL TUTOR



**Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, MSc.**

**C.I.: 091341236-7**

# DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **ALLISON DANIELA PÁRRAGA PIZA**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES GENERADOS CON EL USO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN HIGH PERFORMANCE Y SINTÉTICO DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO VILLANO”**, 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 de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



---

**Allison Daniela Párraga Piza**

**Autora de Tesis**

**C.I.: 092827760-7**

# DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **JULISSA ALEXANDRA TOMALÁ SUÁREZ**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES GENERADOS CON EL USO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN HIGH PERFORMANCE Y SINTÉTICO DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO VILLANO”**, 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 de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,

*Julissa Tomalá*

---

**Julissa Alexandra Tomalá Suárez**

**Autora de Tesis**

**C.I.: 245082946-6**



# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, MSc.

## TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES GENERADOS CON EL USO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN HIGH PERFORMANCE Y SINTÉTICO DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO VILLANO**”, previo a la obtención del Título de Ingeniera en Petróleos elaborado por las Srtas. Allison Daniela Párraga Piza y Julissa Alexandra Tomalá Suárez, egresadas de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

### FIRMA DEL TUTOR



---

Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, MSc.

C.I.: 091341236-7

# CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 7 de agosto de 2023

## CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, **Del Pezo Reyes Elsa Esmeralda** con cédula de ciudadanía **0910001007**, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del trabajo de integración curricular "**Estudio de los problemas operacionales generados con el uso de fluidos de perforación high performance y sintético durante la perforación de un pozo en el campo Villano.**", elaborado por **Allison Daniela Párraga Piza** y **Julissa Alexandra Tomalá Suárez**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad a los siete días del mes de agosto de dos mil veintitrés.

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes

**"MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL"**

Número de cédula: 0910001007

Número de celular: 0963137128

Número de registro de SENESCYT: 7241181623

# AGRADECIMIENTOS

A Dios, quien con su protección y bendición llena nuestra vida de sabiduría.

Sinceros agradecimientos a nuestros familiares, por estar siempre a nuestro lado, brindándonos su amor, apoyándonos, motivándonos día a día a conseguir nuestro objetivo en este arduo proceso.

A nuestros amigos, por sus risas, momentos compartidos equilibrando perfectamente horas interminables de estudios, y a su vez por sus palabras de aliento para no rendirnos.

Al Ing. Carlos Portilla Lazo, por ser el principal colaborador, tutor de este proceso quien con amabilidad, conocimiento y enseñanza permitió el desarrollo de este trabajo.

Al Ing. Bolívar Guaño, por acompañarnos en este proceso compartiendo sus arduos conocimientos.

Al Ing. Carlos Malavé Carrera, por brindar su tiempo, paciencia y conocimiento como guía para la elaboración de este proceso.

A la PhD Marllelis Gutiérrez Hinestroza, directora de la carrera quien con sus enseñanzas y consejos motiva a los estudiantes a nunca darse por vencidos.

Nuestros grandes y sinceros agradecimientos a el Ing. Romel Erazo, Ing. Fidel Chuchuca, PhD Ericka Lorenzo, Ing. Sadi Iturralde, quienes nos hicieron crecer como profesionales, gracias a cada uno por su dedicación, paciencia y amistad.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, institución la cual nos dió la oportunidad de formarnos profesionalmente, A todos nuestros docentes, por sus conocimientos y consejos para nuestro crecimiento académico y personal. Gracias por desafiarnos y enseñarnos a superar nuestros propios límites.

# CONTENIDO

**Pág.**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	ii
<b>DEDICATORIA</b> .....	iii
<b>DEDICATORIA</b> .....	iv
<b>CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO</b> .....	v
<b>DECLARACIÓN DE AUTORÍA</b> .....	vi
<b>DECLARACIÓN DE AUTORÍA</b> .....	vii
<b>CERTIFICACIÓN DEL TUTOR</b> .....	viii
<b>CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA</b> .....	ix
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	x
RESUMEN .....	xviii
ABSTRACT .....	xix
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	20
1.1    PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	20
1.2    JUSTIFICACIÓN .....	20
1.3    ANTEDECENTES .....	21
1.4    HIPÓTESIS.....	23
1.5    OBJETIVOS .....	24
Objetivo General .....	24
Objetivos Específicos.....	24
1.6    ALCANCE.....	24
1.7    VARIABLE .....	25
Variables Independientes. ....	25
Variables Dependientes.....	25
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	26
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO .....	26
2.1.1 Ubicación del campo.....	26
2.1.2 Geología del campo.....	27
2.1.3 Estratigrafía. ....	27

2.1.4 Litología.....	27
2.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	31
2.3 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS .....	31
2.4 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	31
2.4.1 Fluidos base agua.....	31
2.4.2 Fluidos base aceite.....	31
2.5 CICLO DE VIDA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	31
2.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	32
2.6.1 Densidad.....	32
2.6.2 Viscosidad.....	32
2.6.3 Gelatinización .....	33
2.6.4. Punto cedente.....	33
2.6.5 Filtrado.....	33
2.6.6 Enjarre.....	33
2.6.7 Potencial de Hidrógeno (pH).....	33
2.6.8 Cloruros.....	34
2.7 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	34
2.8 PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	36
2.8.1 Definiciones básicas.....	36
2.9 TIPOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL .....	37
2.9.1 Perforación horizontal.....	37
2.9.2 Perforación Tipo J.....	37
2.9.3 Perforación Tipo S.....	38
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	39
3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN .....	39
3.1.1 Tipo de investigación.....	39
3.1.2 Recopilación de información.....	39
3.1.3 Población y muestra.....	39
3.2 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN .....	39
3.2.1 Fracturas.....	39
3.2.2 Presencia de arcillas.....	40
3.2.3 Hueco agrandado, velocidad anular disminuida, limpieza de hueco.....	40
3.2.4 Pega de tubería.....	40
3.2.5 Pérdida de circulación.....	41

3.2.6	Influjos y Reventones (Kicks y Blowouts) .....	41
3.3	INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO .....	41
3.3.1	Datos del pozo.....	41
3.3.2	Topes de la formación.....	42
3.3.3	Tuberías de revestimiento. ....	42
3.3.4	Fluidos de perforación utilizados.....	43
3.3.5	Trayectoria del pozo.....	44
3.4	IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL POZO VILLANO .....	45
3.4.1	SECCIÓN 26” .....	45
3.4.2	SECCIÓN 16” .....	50
3.4.3	SECCIÓN 12 14” .....	56
3.4.4	SECCIÓN 8 12” .....	62
3.4.5	SECCIÓN 6” .....	68
CAPITULO IV:	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	73
4.1.	PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES DE LA SECCIÓN 26” 73	
4.1.1.	Embolamiento. ....	73
4.1.2.	Pérdida de circulación. ....	73
4.1.3.	Obstrucción de la línea de flujo. ....	73
4.1.4.	Limpieza insuficiente del hoyo. ....	74
4.1.5.	Hoyo apretado / Inestabilidad. ....	74
4.1.6.	Producto agotado.....	74
4.2.	PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES DE LA SECCIÓN 16” 74	
4.2.1	Embolamiento .....	74
4.2.2.	Pérdida de circulación. ....	75
4.2.3.	Obstrucción de la línea de flujo. ....	75
4.2.4.	Limpieza insuficiente del hoyo. ....	75
4.2.5.	Hoyo apretado / Inestabilidad. ....	75
4.2.6.	Producto agotado.....	76
4.3.	PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES DE LA SECCIÓN 12 ½” 76	
4.3.1	Embolamiento. ....	76
4.3.2.	Pérdida de circulación. ....	76
4.3.4.	Limpieza insuficiente del hoyo. ....	76
4.3.5.	Hoyo apretado / Inestabilidad. ....	77

4.3.6. Producto agotado.....	77
4.4. PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES DE LA SECCIÓN 8 1/2”	77
4.4.1. Pérdida de circulación.....	77
4.4.2. Limpieza insuficiente del hoyo.....	77
4.4.3. Hoyo apretado / Inestabilidad.....	78
4.4.4. Producto agotado.....	78
4.4.5. Pega diferencial.....	78
4.5. PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES DE LA SECCIÓN 6” .	79
4.5.1. Pérdida de circulación.....	79
4.5.2. Limpieza insuficiente del hoyo.....	79
4.5.3. Hoyo apretado / Inestabilidad.....	79
4.5.4. Producto agotado.....	79
4.5.5. Patada en el pozo.....	80
4.5.6. Pegado diferencial/ daños de formación.....	80
4.6. OPTIMIZACIÓN DE LIMPIEZA DE POZOS Y SIMULACIONES EN EL CAMPO VILLANO .....	81
4.6.1. Sección 26” .....	81
4.6.2. Sección 16” .....	81
4.6.3. Sección 12 1/4” .....	83
4.6.4. Sección 8 1/2” .....	85
4.6.5. Sección 6” .....	88
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	90
5.1 CONCLUSIONES .....	90
5.2 RECOMENDACIONES.....	93
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	95
Bibliografía.....	95
ANEXOS .....	99

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<i>Figura 1 Ubicación del bloque 10, Campo Villano .....</i>	26
<i>Figura 2 Estratigrafía del Pozo Villano 2D.....</i>	30
<i>Figura 3 Trayectoria de pozo tipo J.....</i>	38
<i>Figura 4 Trayectoria de pozo tipo S.....</i>	38
<i>Figura 5 Trayectoria del Pozo Villano 22D.....</i>	44
<i>Figura 6. Simulación de limpieza de pozo, sección 26'' .....</i>	81
<i>Figura 7. Simulación de limpieza de pozo, sección 16'' .....</i>	82
<i>Figura 8. Simulación de limpieza de pozo, sección 16'' .....</i>	82
<i>Figura 9. Optimización de limpieza de pozo, sección 16'' .....</i>	83
<i>Figura 10. Simulación de limpieza de pozo, sección 12 1/4'' .....</i>	84
<i>Figura 11. Optimización de limpieza de pozo, sección 12 1/4'' .....</i>	84
<i>Figura 12. Simulación de limpieza de pozo, sección 8 1/2'' .....</i>	85
<i>Figura 13. Simulación de limpieza de pozo, sección 8 1/2'' .....</i>	86
<i>Figura 14. Optimización de limpieza de pozo, sección 8 1/2'' .....</i>	87
<i>Figura 15. . Optimización de limpieza de pozo, sección 8 1/2'' .....</i>	87
<i>Figura 16. Simulación de limpieza de pozo, sección 6'' .....</i>	88
<i>Figura 17. Simulación de limpieza de pozo, sección 6'' .....</i>	89
<i>Figura 18. Optimización de limpieza de pozo, sección 6'' .....</i>	89



## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<i>Tabla 1. Datos generales del pozo Villano 22D.....</i>	42
<i>Tabla 2. Topes de las formaciones del pozo.....</i>	42
<i>Tabla 3. Asentamiento de las tuberías. ....</i>	43
<i>Tabla 4. Fluidos de perforación utilizados en el pozo. ....</i>	43
<i>Tabla 5. Propiedades del fluido, sección 26”.....</i>	45
<i>Tabla 6. Parámetros de perforación, sección 26”.....</i>	46
<i>Tabla 7. Volumen del fluido de perforación, sección 26”.....</i>	46
<i>Tabla 8. Volumen del lodo para matar el pozo, sección 26”.....</i>	46
<i>Tabla 9. Volumen de lodo PAD, sección 26”.....</i>	46
<i>Tabla 10. Formulación de fluidos de perforación, sección 26”.....</i>	47
<i>Tabla 11. Formulación del lodo para matar el pozo, sección 26”.....</i>	47
<i>Tabla 12. Formulación de lodo PAD, sección 26”.....</i>	47
<i>Tabla 13. Productos primarios sección 26”.....</i>	47
<i>Tabla 14. Materiales de contingencia, sección 26”.....</i>	48
<i>Tabla 15. Problemas de la sección 26”.....</i>	49
<i>Tabla 16. Propiedades del fluido, sección 16”.....</i>	51
<i>Tabla 17. Parámetros de perforación, sección 16”.....</i>	51
<i>Tabla 18. Volumen del fluido de perforación, sección 16”.....</i>	52
<i>Tabla 19. Volumen del lodo para matar el pozo, sección 16”.....</i>	52
<i>Tabla 20. Formulación de fluidos de perforación, sección 16”.....</i>	53
<i>Tabla 21. Formulación del lodo para matar el pozo, sección 16”.....</i>	53
<i>Tabla 22. Productos primarios sección 16”.....</i>	53
<i>Tabla 23. Productos de contingencia, sección 16”.....</i>	54
<i>Tabla 24. Problemas de la sección 16”.....</i>	55

<i>Tabla 25. Propiedades del fluido, sección 12 1/4".</i>	56
<i>Tabla 26. Parámetros de perforación, sección 12 1/4".</i>	57
<i>Tabla 27. Volumen del fluido de perforación, sección 12 1/4".</i>	57
<i>Tabla 28. Formulación de fluidos de perforación, sección 12 1/4".</i>	58
<i>Tabla 29. Productos primarios sección 12 1/4".</i>	59
<i>Tabla 30. Productos de contingencia sección 12 1/4".</i>	60
<i>Tabla 31. Problemas de la sección 12 1/4".</i>	60
<i>Tabla 32. Propiedades del fluido, sección 8 1/2".</i>	63
<i>Tabla 33. Parámetros de perforación, sección 8 1/2".</i>	63
<i>Tabla 34. Volumen del fluido de perforación, sección 8 1/2".</i>	64
<i>Tabla 35. Formulación de fluidos de perforación, sección 8 1/2".</i>	64
<i>Tabla 36. Productos primarios sección 8 1/2".</i>	65
<i>Tabla 37. Materiales de contingencia sección 8 1/2".</i>	66
<i>Tabla 38. Problemas de la sección 8 1/2".</i>	66
<i>Tabla 39. Propiedades del fluido, sección 6".</i>	69
<i>Tabla 40. Parámetros de perforación, sección 6".</i>	69
<i>Tabla 41. Volumen del fluido de perforación, sección 6".</i>	69
<i>Tabla 42. Formulación de fluidos de perforación, sección 6".</i>	70
<i>Tabla 43. Productos primarios sección 6".</i>	71
<i>Tabla 44. Materiales de contingencia sección 6".</i>	71
<i>Tabla 45. Problemas de la sección 6".</i>	72

**“ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES  
GENERADOS CON EL USO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN  
HIGH PERFORMANCE Y SINTÉTICO DURANTE LA  
PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO VILLANO”**

**Autores:** Párraga Piza Allison

Tomalá Suárez Julissa

**Tutor:** Portilla Lazo Carlos

## **RESUMEN**

El presente trabajo de titulación, tiene como objetivo evaluar los problemas operacionales generados con el uso de fluidos de perforación high performance y sintéticos, donde estudiaremos cinco secciones (26”, 16”, 12 1/4”, 8 1/2”, 6”) perforadas del campo Villano ubicado en el Bloque 10, mediante el estudio de datos reales obtenidos en base a la recopilación de información, analizando cada problema que se presentó en las diferentes secciones, con el fin de dar a conocer las posibles soluciones, y prevenir tales contratiempos en futuros proyectos. Se describen los diversos fluidos utilizados con sus respectivos volúmenes y concentraciones a usar en cada sección. En los resultados se puntualizan los problemas de cada sección y se describe la solución del mismo. Se concluye que las propiedades reológicas son importantes para evitar problemas, considerando los parámetros del fluido a manejar. Se recomienda asegurar la limpieza respectiva del pozo, evitar el tiempo estático, tener presente las respectivas medidas de control al momento de la perforación.

**PALABRAS CLAVE: PERFORACIÓN/ FLUIDOS DE PERFORACIÓN/  
PROBLEMAS OPERACIONALES**

**“STUDY OF THE OPERATIONAL PROBLEMS GENERATED  
WITH THE USE OF HIGH PERFORMANCE AND SYNTHETIC  
DRILLING FLUIDS DURING THE DRILLING OF A WELL IN  
THE VILLANO FIELD”**

**Autores:** Párraga Piza Allison

Tomalá Suárez Julissa

**Tutor:** Portilla Lazo Carlos

**ABSTRACT**

The objective of this titling work is to evaluate the operational problems generated with the use of high performance and synthetic drilling fluids, where we will study five sections (26", 16", 12 1/4", 8 1/2", 6 ") drilled from the Villano field located in Block 10, through the study of real data obtained based on the collection of information, analyzing each problem that arose in the different sections, in order to make known the possible solutions, and prevent such mishaps in future projects. The different fluids used with their respective volumes and concentrations to be used in each section are described. In the results, the problems of each section are pointed out and the solution is described. It is concluded that the rheological properties are important to avoid problems, considering the parameters of the fluid to be handled. It is recommended to ensure the respective cleaning of the well, avoid static time, bear in mind the respective control measures at the time of drilling.

**KEYWORDS: DRILLING/ DRILLING FLUIDS/ OPERATIONAL  
PROBLEMS**

# **CAPITULO I: INTRODUCCIÓN**

## **1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

El trabajo radica en realizar un estudio de los diversos problemas que se generan con el uso de los fluidos durante la perforación del campo Villano, detallando puntualmente cada suceso que se presenta para cada sección perforada del campo, teniendo en cuenta la litología, el historial del pozo, propiedades del fluido, antecedentes registrados del campo, entre otros aspectos.

Los fluidos de perforación son importantes debido a que ayudan con trabajos, como la limpieza de equipos, generación de energía o monitoreo de las condiciones del pozo durante las actividades de perforación. Es una medida fundamental del desarrollo de petróleo y gas, manteniendo la vida útil de los equipos y promoviendo una exitosa producción.

Una vez adquirida la información y datos necesarios, se procede a describir y analizar las posibles soluciones que faciliten la perforación en próximos trabajos, considerando los parámetros de los fluidos utilizados.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN**

Las funciones primordiales de los fluidos son la capacidad de transporte, enfriar y lubricar, formar revoque, controlar la presión de la formación, la capacidad de suspensión, flotabilidad, estabilidad, evaluación e hidráulica.

Los fluidos a analizar en este proyecto son los fluidos de perforación base agua que en su categoría generales son de agua dulce, de agua de mar, salmueras, cal potasio

y silicato en este caso examinaremos el fluido HPWBM (High Performance Water Base Mud) y OBM (Fluido base aceite).

Este proyecto dará a conocer las posibles soluciones mediante un estudio analítico y bibliográfico en el cual se hará una investigación sobre los fluidos de perforación considerando como muestra datos verdaderos del campo Villano ubicado en el Napo Oriente Ecuatoriano, en el cual se generan problemáticas al momento de usar un fluido de perforación.

Un fluido de perforación base agua o la salmuera es la fase líquida dominante y también humectante, su propósito es dar eficiencia y seguridad a la perforación del pozo, para una buena elección del fluido se debe considerar las siguientes propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad, resistividad de fluidos y funciones tales como las contaminaciones de sales solubles o minerales y estabilidad a altas temperaturas, no tóxico, no corrosivo, ni inflamable.

El fluido de base sintético también conocido como lodo no acuoso de emulsión interna de agua (inversa) en el cual se considera ciclo externo, en lugar de un aceite es un fluido sintético, comúnmente en el sector de perforación costa afuera debido a su aceptación ambiental y aprobación para disponer recortes de perforación en el agua, sin embargo, cuenta con altos costos iniciales como el OBM (Oil Base Mud).

Finalmente, se reflejará en cada sección de trabajo cada uno de los fundamentos teóricos y prácticos de la perforación.

### **1.3 ANTEDECENTES**

El fluido de perforación se introdujo por primera vez alrededor de 1913 para el control de la presión del subsuelo. Las décadas de 1920 y 1930 vieron el nacimiento de las primeras empresas estadounidenses especializadas en la distribución, desarrollo e ingeniería de fluidos de perforación y componentes.

Las compañías de fluidos de perforación desarrollaron estudios en química, medición e ingeniería de procesos que condujeron a progresos específicos en la productividad de los pozos y la eficacia de la perforación.

Los expertos elaboran los fluidos de perforación para minimizar el daño de la formación, controlar las presiones del subsuelo, controlar la erosión del pozo, minimizar la posibilidad de pérdida de circulación y optimizar los parámetros de perforación, como la rapidez de penetración y la limpieza del pozo. (Schlumberger D. W., 2013)

En el año 2002, SPE, presentó un documento en el Simposio y Expansión Internacional sobre Control de Daños en la Formación - “El nuevo OBM con bajo contenido de sólidos demuestra rendimientos mejorados como píldora perforante Kill”, detallando el proceso de desarrollo de un fluido a base de aceite con bajo contenido de sólidos y su aplicación como píldora letal en perforaciones de pozos horizontales largos en el Mar del Norte de Noruega. Los autores detallan el proceso que resultó en el desarrollo del sistema de fluido de fase interna basado en formato de cesio. (Jiang, Taugbøl, Mathisen, Alterås, & Mo, 2002)

En el año 2012, Soque Díaz Leonardo y Vásquez Flores José estudiantes de la carrera de Ingeniería en Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional realizaron un estudio de los problemas en la perforación de pozos direccionales con alto ángulo de inclinación en un campo del Oriente Ecuatoriano, analizando el trabajo de los fluidos en cada sección del campo y a su vez, facilitaron recomendaciones y alternativas metodológicas que optimizaron los trabajos de perforación. (Soque & Vásquez, 2012)

En el año 2016, SPE, Perth, Australia, presentó un documento en la Conferencia y Exposición de Petróleos y Gas Pacífico donde dieron a conocer el uso de HPWBM (High Performance base agua) aplicado en el campo Rotliegend en la cuenca Sur del Mar del Norte para perforar pozos superiores a través de las secciones inferiores, aplicando un sistema de lodo de alto rendimiento (HPWBM) con un rendimiento similar al de un sistema de un fluido base aceite (OBM), como parte de la prueba para demostrar ahorros potenciales en los costos de eliminación para un pozo en tierra. El sistema HPWBM

generó un ahorro de >5% del costo total del pozo y fue un 16% menos costoso que los sistemas de los fluidos convencionales, se identificó un ahorro del 2,5 % del costo total del pozo para futuras aplicaciones en tierra/mar dentro del sistema HPWBM. (Mahrous, y otros, 2016)

En el año 2020, Méndez Chonillo Valeria, estudiante de la carrera Ingeniería en Petróleos de la UPSE realizó un análisis de la selección de los fluidos de perforación utilizados en pozos petroleros de un campo de la Cuenca Oriente, dando una descripción de las propiedades de los fluidos con el objetivo de plantear las características físico-química en una recopilación de datos de manera organizada que le ayudaron a la comprensión del análisis de la misma. (Méndez, 2020)

En el año 2021, Guzmán Cabrera Ricky, estudiante de la carrera Ingeniería en Petróleos de la UPSE realizó una evaluación de las prácticas operativas durante la perforación de un pozo direccional, relatando la secuencia de trabajo de cada sección, utilizando la metodología “Post Job” que consiste en analizar cada problema, para así dar una solución con motivo de evitar que suceda en futuros trabajos. (Gúzman, 2021).

## **1.4 HIPÓTESIS**

Se desea reducir el tiempo de los trabajos, los problemas de estabilidad del pozo, los problemas operativos como perdidas de circulación dentro del pozo y gastos facilitando el progreso de la perforación, evaluación y la toma de registros con la finalidad de obtener información para la correcta selección de fluidos de perforación.



## **1.5 OBJETIVOS**

### ***Objetivo General***

Evaluar los problemas operacionales generados con el uso de fluidos de perforación High Performance y Sintético durante la perforación de un pozo en el Campo Villano.

### ***Objetivos Específicos***

- Describir generalidades del campo Villano.
- Analizar e interpretar cada uno de los reportes registrados pertenecientes al campo.
- Especificar los problemas generados con los diversos fluidos de perforación.
- Detallar las características físico - químicas de los fluidos que se han utilizado en la perforación del campo Villano.
- Establecer medidas y recomendaciones que facilitaran las operaciones del campo durante perforaciones futuras.

## **1.6 ALCANCE**

El alcance del trabajo es estudiar los problemas generados con el uso de fluidos High Performance y sintéticos durante la perforación en el campo Villano, basándonos en el historial y reportes diarios que se realizaron en la perforación del mismo, obteniendo las características específicas de cada uno de los fluidos utilizados en las diferentes secciones de trabajo.

Esta información ayuda a comprender los eventos presentados y generar posibles soluciones para evitar daños en la formación, estimando las mejores opciones de fluidos a utilizar dependiendo de la Reología y condiciones del campo, favoreciendo la eficiencia en la perforación.

## **1.7 VARIABLE**

### ***Variables Independientes.***

- Litología del campo Villano.

### ***Variables Dependientes.***

- Propiedades de los fluidos.
- Concentraciones de productos High performance y sintéticos.
- Parámetros operacionales.

# CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

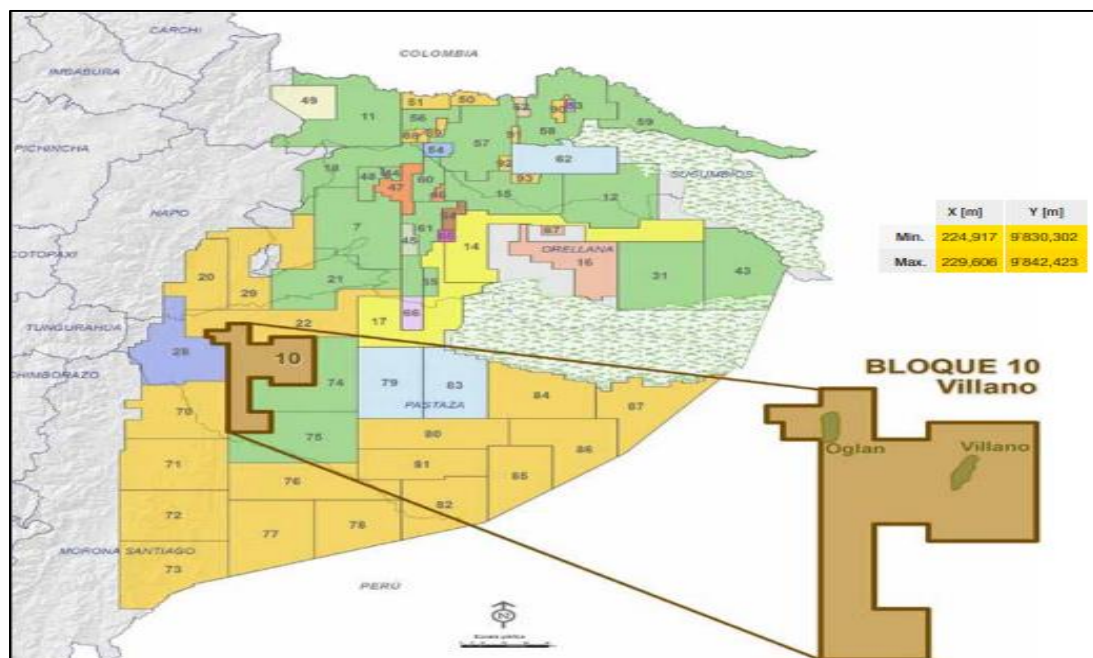
## 2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

### 2.1.1 Ubicación del campo.

El Campo Villano A se encuentra ubicado en el Napo Oriente Ecuatoriano al noroeste del Bloque 10 de la Provincia de Pastaza, aproximadamente a 35 km al este-sureste del CPF (Bloque 15).

El bloque 10 se encuentra asentado en la cuenca del Río Villano al sur con el Río Lliquino al norte en la parte Suroeste de la Cuenca Oriente Ecuatoriana.

Figura 1 Ubicación del bloque 10, Campo Villano



FUENTE: Ministerio de energía y recursos naturales no renovables.

### **2.1.2 Geología del campo.**

La deposición terciaria del campo permitió el relleno rápido y gradual del frente profundo de la Cordillera, debido a esto, las formaciones Tiyuyacu, Orteguzaza, Chalcana, Arajuno y Chambira, presentan y enmarcan una postura, una deposición de pequeñas incursiones marinas.

### **2.1.3 Estratigrafía.**

Alrededor del Campo Villano están protegidos alrededor de 5 kilómetros de sedimentos mesozoico y cenozoico.

En el campo Villano el reservorio principal es la formación Hollín Principal, no obstante, mediante investigaciones se encontraron trazas de hidrocarburo en el Hollín superior y la Arenisca "T" de la formación Napo.

La Formación Chapiza del Jurásico medio al Cretácico inferior, está estructurada en depósitos continentales tipo "red beds" y sedimentos volcánicos.

Información tomada de (Patrice, Rivadeneira, & Barragán, 2014)

### **2.1.4 Litología.**

El campo Villano consta de una diversa litología que se describe a continuación: (Hungerbühler, y otros, 2002):

#### **2.1.4.1 Formación Mesa / Mera.**

Mesa, estructurada por una sucesión de depósitos clásticos medios grueso con esporádicos horizontales tobáceos al oeste. Mera, conformada por un abanico fluvial de piedemonte, arcillas que disminuyen de espesor, areniscas tobáceas, altitud de oeste a este y tamaño de grano.

#### ***2.1.4.2 Formación Chambira.***

Formada por arcillas y arenisca cuarzosas intercaladas. Las arcillolitas se consideran como la sección predominante, sin embargo, hacia la base las areniscas son más frecuentes.

#### ***2.1.4.3 Formación Arajuno.***

Formada por una sección de limonitas finamente estratificadas y arcillolitas con arenisca. Las arcillolitas son el mineral más predominante de esta formación de color café o gris, no calcáreo. Esta formación constituida principalmente por arcillolitas, la cual presenta en la parte superior finos niveles de arenisca muy delgadas.

#### ***2.1.4.4 Formación Chalcana.***

Formada por una sección de arcillolitas, caracterizada por escasas intercalaciones de limonitas o arenisca y presencia de anhidrita, debido a esto son más significativas hacia la base. Las arcillolitas son no calcáreas de color café-anaranjado o café-rojizo.

#### ***2.1.4.5 Formación Orteguaza.***

Predominan las arcillolitas con finas intercalaciones de limonitas y arenisca, su litología es semejante a la de la parte inferior de la formación Chalcana. Formación caracterizada por la ausencia de anhidrita. Consta una etapa de lutitas fósiles de tono gris claro hacia la base, las cuales reaccionan con el contacto del agua.

#### ***2.1.4.6 Formación Tiyuyacu.***

La formación Tiyuyacu formada principalmente por arenisca cuarzosa conglomerados con alto contenido de grava intercalado con capas gruesas de arcillolitas. Debido a un área de erosión en la miembro superficie ha sido dividida en dos miembros:

- **Tiyuyacu Superior:** Formada principalmente por conglomerado con cantidades menores de arenisca y lutitas.
- **Tiyuyacu Inferior:** compuesto principalmente de conglomerado y una pequeña cantidad de arenisca gruesa y lutitas.

#### ***2.1.4.7 Formación Tena.***

Es una sucesión monótona de arcillolitas calcáreas, con poca presencia de arenisca y limonitas intercaladas. Existe niveles de calizas en algunas formaciones en la parte media, de marga en la parte baja, en dirección a la base presenta una capa delgada de arenisca confinada la cual sobreyace divergente a la formación Napo.

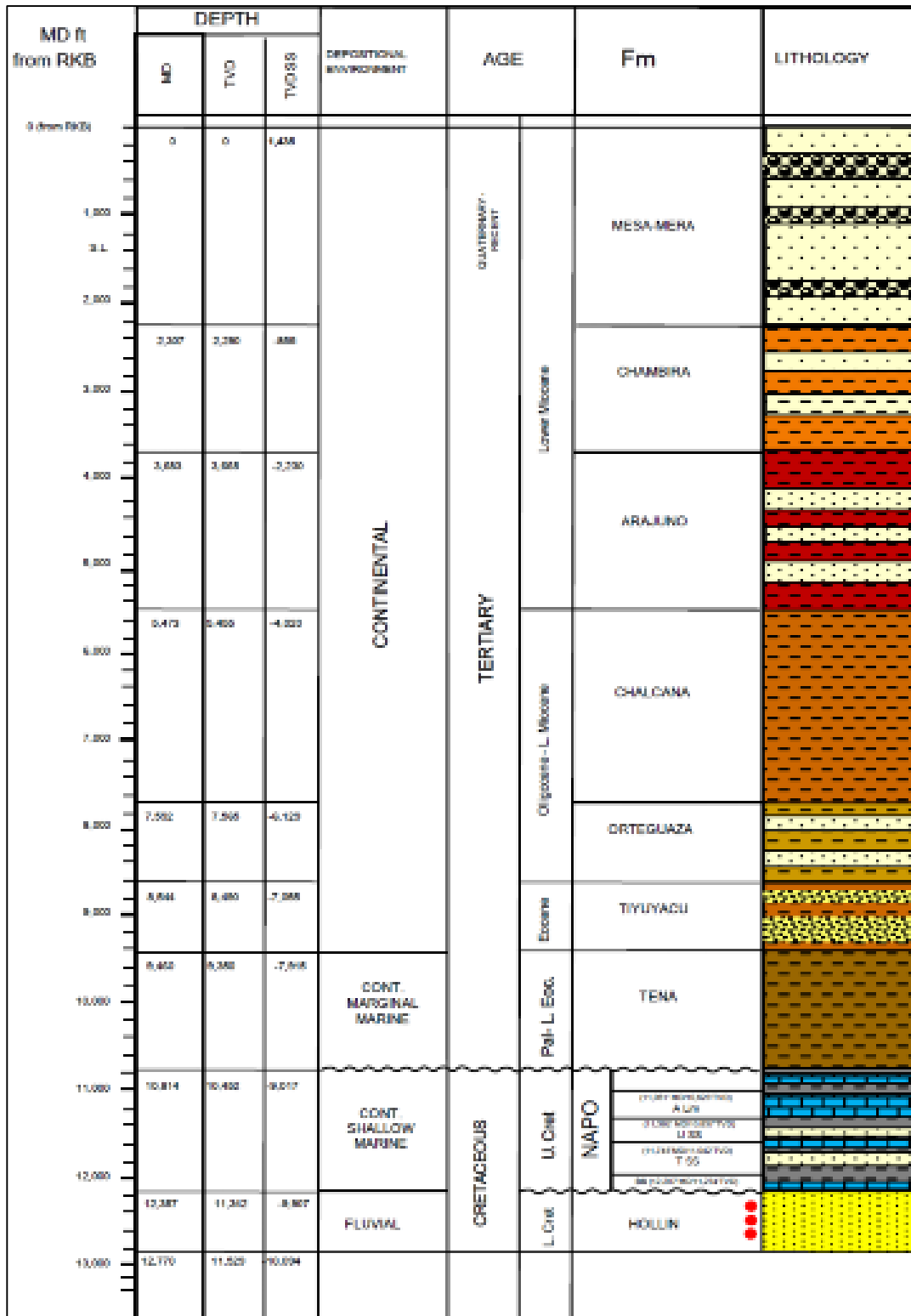
#### ***2.1.4.8 Formación Napo.***

- **Caliza -A,** localizado en Napo Medio, formado por una delgada sucesión basal carbonatada, una sucesión media de calizas laminadas con chert, una sucesión superior de margas y calizas claras.
- **Arenisca U,** Sucesión de arenisca glauconítica de grano medio con escasez de matriz arcillosa, direccionada lateralmente hacia el oeste a una sucesión mayormente calcárea.
- **Arenisca T,** Estructurada por arenisca cuarzosas, pobre en porosidad visible, de grano muy fino a fino, intercalaciones muy finas de calizas (micro-cristalinas) de color café claro o gris claro y limolitas (no calcáreas) de color gris oscuro.

#### ***2.1.4.9 Formación Hollín.***

Formada por areniscas cuarzosas grano-decrecientes hacia el tope con estratificación cruzada y ocasional ripple marks. En la finalización de la deposición de Hollín se evidencia presencia de glauconita, un aumento de lutitas y pocos fósiles marinos.

Figura 2 Estratigrafía del Pozo Villano 2D.



FUENTE: Estudio de Geología Agip.

## **2.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Denominado Fluido de perforación o lodo de perforación puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con propiedades físicas y químicas adecuadas, tales como: aire o gas, agua, aceite o una combinación de agua y aceite con cierto porcentaje de sólidos. (PTC SAC Industrial Minerals Greases and Lubricants, s.f.)

## **2.3 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS**

La composición del fluido depende de los requerimientos de cada operación de perforación en particular, sobre todo, en perforar, ya que los pozos deben perforarse a través de diferentes tipos de formaciones a su vez pueden requerir diferentes tipos de fluidos.

## **2.4 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

### ***2.4.1 Fluidos base agua.***

“Fluido de perforación a base de agua prevalece el agua salada, usualmente agregan minerales de arcilla y polímeros para plantear un lodo que sea compatible con las formaciones que se están perforando.” (Schlumberger, 2023)

### ***2.4.2 Fluidos base aceite.***

“Los lodos de emulsión inversa o lodo base aceite, típicamente contienen fluidos sintéticos, aceite mineral sin demasiada agua o diésel oíl. La hidratación de las formaciones de arcilla es posible, los fluidos de perforación a base de aceite no son dañinos para el yacimiento.” (Schumberger, 2023)

## **2.5 CICLO DE VIDA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

El mantenimiento y diseño de los fluidos de perforación afectados por las condiciones de superficie de fondo de pozo son métodos iterativos. A medida que el pozo



se perfora a través de formaciones más profundas las condiciones cambian y hallan aumentos progresivos de presión y temperatura, y el lodo experimenta cambios en la química, formados por los diversos tipos de fluidos y rocas que trabajan en sitio y los expertos de planta manejan la ingeniería de métodos continuos para ajustar el fluido de perforación en respuesta a las condiciones variables del pozo, después analizar el rendimiento de los fluidos y cambiar sus propiedades en un ciclo continuo. (Williamson, 2013)

- **Diseño inicial:** Los expertos en fluidos eligen diferentes programas de sistemas y tipos de lodos para cada etapa del pozo.
- **Circulación:** El fluido consume energía, levanta los recortes, enfría la barrena y el pozo, luego descarga los residuos en la superficie.
- **Medición y rediseño:** Los expertos analizan el fluido en diversos parámetros, después se elabora un programa para las siguientes horas del tratamiento, a su vez, el experto debe medir las propiedades del retorno de entorno.

## 2.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las propiedades más importantes del lodo de perforación son: gelatinización, filtrado, densidad, enjarre, cloruros, viscosidad, pH y punto cedente. (Propiedades de los lodos de perforación, 2017). Se describen a continuación:

### 2.6.1 Densidad.

Es la relación de masa dividida por unidad de volumen. Su misión es mantener a los fluidos dentro del hoyo en el yacimiento durante la perforación, conservando la presión necesaria que ejecutan las paredes del hoyo.

### 2.6.2 Viscosidad.

Es una medida de resistencia interna que muestra un fluido, depende directamente de la temperatura y presión del yacimiento. Las características de viscosidad efectiva

deseada proporcionan a la barrera una potencia hidráulica óptima, manteniendo en el espacio anular el hoyo limpio.

### ***2.6.3 Gelatinización.***

Es una medida del esfuerzo de rotura o firmeza del gel formado que demuestra bajo las condiciones estáticas la fuerza de la floculación del lodo.

### ***2.6.4 Punto cedente.***

Es la firmeza que el lodo ejerce sobre el flujo debido a la atracción electro-química entre las partículas sólidas. Estas fuerzas resultan de las cargas positivas y negativas limitadas cerca de la superficie.

### ***2.6.5 Filtrado.***

La cantidad de agua procedente del lodo que se filtra hacia las formaciones permeables, y que se mantiene lo más bajo para evitar daños a la formación y obtener la estabilidad del hoyo, es también conocida como pérdida de agua.

### ***2.6.6 Enjarre.***

Es una capa fina de lodo que se crea en las paredes del hoyo. Aparece en formaciones permeables; el espesor de la capa varía de 1 a 4 mm.

### ***2.6.7 Potencial de Hidrógeno (pH).***

Es el nivel de acidez o de alcalinidad en el lodo. Se establece como el logaritmo negativo de la concentración de iones o cationes de hidrógeno [H<sup>+</sup>], se emplea para detallar el carácter básico relativo o ácido a una solución.

### **2.6.8 Cloruros.**

El contenido de cloruros es importante en los lodos de perforación, debido a que, al incrementar la solubilidad de las sales y aditivos, su salinidad generalmente aumenta causando reacciones químicas como la precipitación.

## **2.7 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

La finalidad del fluido de perforación es asistir de manera segura y estable la perforación del pozo, cumpliendo las diferentes funciones que se detallan, tomado de (Prieto, Molero, Marpia, Sánchez, & Hernández, 2002):

### **✓ Capacidad de transporte**

Las propiedades del fluido que ayudan a la velocidad anular o velocidad de circulación son: el punto cedente, la densidad y la viscosidad, haciendo viable el transporte y la eliminación de residuos a partir del fondo hasta la superficie del hoyo.

### **✓ Enfriar y lubricar**

En el transcurso de la circulación, al expulsar el calor que se genera por la fricción mecánica entre la formación y la mecha, el fluido de perforación permite el enfriamiento de la mecha. En ciertas medidas, los fluidos funcionan como lubricantes y esta cualidad logra aumentar con algún producto sintético.

### **✓ Formar revoque**

Es imprescindible cubrir la pared del hoyo con un revoque de baja permeabilidad, delgado, altamente compresible, liso y flexible, para disminuir en formaciones permeables los problemas de atascamiento de tubería y derrumbe. Aumentando la dispersión y concentración de los sólidos arcillosos, se alcanza el revoque.

✓ **Controlar la presión de la formación**

Los fluidos de perforación producen en función de la altura vertical del pozo y de la densidad una presión hidrostática, esta debe mantener la presión de la formación, previniendo el influjo para el pozo. La presión no va a depender de la geometría del hoyo.

✓ **Capacidad de suspensión**

La propiedad reológica del fluido que mantiene a las partículas sólidas en suspensión cuando se detiene la circulación, es la fuerza de gel o la resistencia. La propiedad no impide la caída de los sólidos, pero la retrasa.

✓ **Flotabilidad**

Cuando se insertan en el hoyo la tubería de revestimiento y la sarta de perforación debido al factor de flotación, pierden peso, ya que el factor depende del peso del fluido y de la densidad. Para hallar en el fluido el peso de la sarta, el factor de flotación y su peso en el aire se deben multiplicar.

✓ **Estabilidad**

Cuando se trata de lutitas presurizadas, la estabilidad de formaciones permeables se adquiere con revoque de calidad y peso, mientras que las impermeables con peso. Cuando se trata de lutitas reactivas, con fluido cien por ciento aceite o con inhibición.

✓ **Evaluación**

Para favorecer la evaluación de las formaciones perforadas y la toma de núcleos cuando se trata de la zona productora, es necesario que el fluido sea de alta calidad.

✓ **Hidráulica**

Mediante el programa hidráulico en la mecha se alcanza la máxima caída de presión para elegir los valores óptimos de chorros y caudal, facilitando una efectiva

limpieza desde el fondo del hoyo hasta el espacio anular. El fluido es el recurso que transfiere la potencia al pozo.

## **2.8 PERFORACIÓN DIRECCIONAL**

Es el proceso de dirigir al pozo a lo largo de una trayectoria hacia un determinado objetivo, manteniendo el contenido del pozo dentro de los límites prescritos para el ángulo de inclinación, desplazamiento horizontal de la vertical, o ambas. (Salazar, 2011)

### ***2.8.1 Definiciones básicas.***

#### ***2.8.1.1 Profundidad desarrollada, PD (Measured depth, MD):***

Desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales, es el recorrido real medido del pozo. (Mendoza, 2020)

#### ***2.8.1.2 Profundidad vertical verdadera, PVV (True vertical depth, TVD)***

Desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo, es el recorrido vertical. (Mendoza, 2020)

#### ***2.8.1.3 Desplazamiento horizontal, DH (Horizontal displacement, HD)***

Es la distancia horizontal entre dos puntos cualesquiera a lo largo del curso proyectado sobre un plano horizontal o vista de planta. (Mendoza, 2020)

#### ***2.8.1.4 Ángulo de inclinación***

Es el ángulo entre la vertical específica, proporcionada por el vector específico de gravedad como indica una plomada y la tangente al eje del pozo en un determinado punto. (Mendoza, 2020)

#### ***2.8.1.5 Azimuth (Dirección del pozo)***

Es la dirección del pozo sobre un plano horizontal, medido como ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. (Mendoza, 2020)

#### ***2.8.1.6 Buzamiento magnético***

Es el ángulo de intersección, medido desde la horizontal, entre las líneas de flujo magnético y el plano horizontal. (Mendoza, 2020)

#### ***2.8.1.7 Pata de perro (Dog leg)***

Es la curvatura del pozo (la mezcla de cambios en la dirección y inclinación) entre turnos de registros direccionales. (Mendoza, 2020)

#### ***2.8.1.8 Punto de inicio (Kick off Point, KOP)***

Es la localización a una cierta profundidad bajo la superficie justo antes de que se comience a desviar al pozo de manera intencional hacia una dirección determinada. (Mendoza, 2020)

## **2.9 TIPOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL**

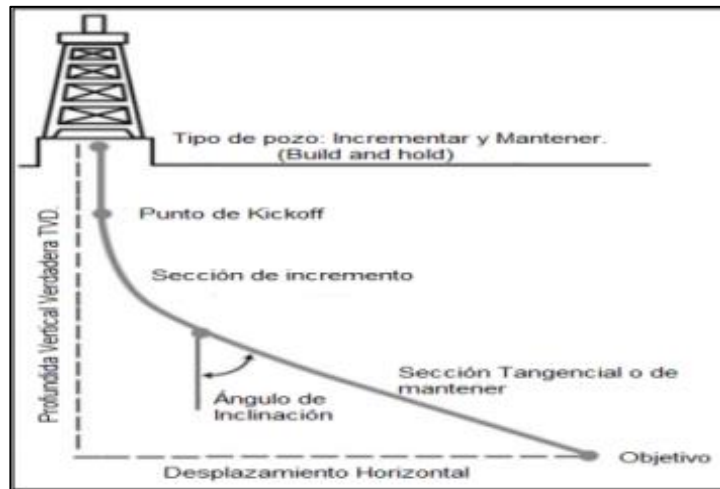
### ***2.9.1 Perforación horizontal.***

Un pozo horizontal tiene un ángulo aproximado final de 90° con respecto a la vertical. Es usado para tener una mayor área de contacto con la formación productora y así aumentar la producción de esta. (Blandón & Calvete, 2018)

### ***2.9.2 Perforación Tipo J.***

Este tipo de pozos se perfora verticalmente hasta el punto de inicio de la desviación, KOP, luego se va desviando hasta alcanzar el objetivo propuesto. Figura 3. (Marquez, 2008)

Figura 3 Trayectoria de pozo tipo J.

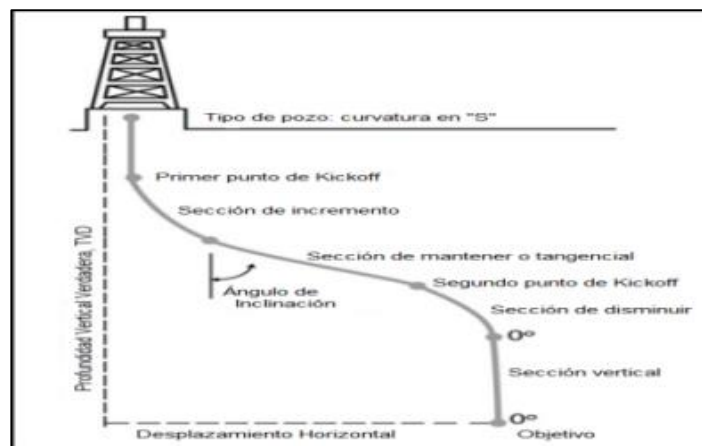


FUENTE: Diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros utilizando algoritmos genéticos.

### 2.9.3 Perforación Tipo S.

Se perfora para mejorar la eficiencia del pozo y para la localización de un pozo descontrolado. Inicia con una perforación vertical hasta llegar al primer punto donde se inicia la construcción y alcanza inclinación máxima, navega manteniendo constante inclinación y dirección. Luego inicia el decremento de la segunda curva hasta alcanzar la vertical, y llegar al objetivo. Figura 4. (García, 2015)

Figura 4 Trayectoria de pozo tipo S.



FUENTE: Perforación direccional para pozos de hidrocarburos.

## **CAPITULO III: METODOLOGÍA**

### **3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

#### ***3.1.1 Tipo de investigación.***

El presente proyecto tiene como finalidad llevar a cabo una investigación documental en base a los textos obtenidos como informes, planillas, registros y libros para dar a conocer las posibles soluciones mediante un estudio descriptivo y bibliográfico analizando los fluidos de perforación que se aplican en el campo Villano.

#### **3.1.2 Recopilación de información.**

La recopilación de información bibliográfica se basa en un análisis de datos reales mediante la descripción de los componentes físicos, químicos y litológicos de los fluidos de perforación.

#### ***3.1.3 Población y muestra.***

La población de estudio radica dentro del Bloque 10 en el Campo Villano del oriente ecuatoriano ubicado en la provincia de Pastaza. La muestra es el pozo perforado Villano 22D de este campo.

### **3.2 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN**

#### ***3.2.1 Fracturas.***

En formaciones más duras y consolidadas son más frecuentes las fracturas, aproximadamente de zonas de fallas y otras áreas sujetas a fuerzas naturales. El fracturamiento consigue estabilizarse con el tiempo, se requiere que haya un rimado cuidadoso, buena limpieza del hoyo y que se eviten presiones altas para controlar el problema (Santos, 2015).



### ***3.2.2 Presencia de arcillas.***

La presencia de arcilla origina una disminución en la resistividad de las arenas, puesto que son buenos conductores eléctricos y producen un aumento en las lecturas de los perfiles de porosidad. La apariencia de arcillas en las rocas de yacimientos ejerce dominio en las lecturas de los dispositivos de perfilaje. (Osorio, 2020).

### ***3.2.3 Hueco agrandado, velocidad anular disminuida, limpieza de hueco.***

Perforar a través de formaciones fracturadas e inestables invariablemente resulta en hueco de diámetro agrandado, lo cual causa velocidad anular reducida y requiere limpieza adicional del hueco. (Datalog, 2001)

### ***3.2.4 Pega de tubería.***

Es la imposibilidad de mover la sarta de perforación hacia adentro o hacia afuera del pozo y es la causa más común de pérdida de tiempo en operaciones de perforación y reacondicionamiento de pozos. Una vez que la tubería se pega el costo de despegarla y volver a trabajar puede exceder la cantidad presupuestada para dicho pozo. (Proaño & Villamarin, 2013).

#### ***3.2.4.1 Pega diferencial.***

La pega diferencial está relacionada con la presión diferencial entre la formación y el pozo. Se identifican cuatro condiciones que deben estar presentes para el atascamiento diferencial. (Devereux, 1998)

- a) La presencia de una zona permeable cubierta con revoque de pared.
- b) Un sobrebalance estático en la formación.
- c) Contacto entre la pared y la sarta de perforación.
- d) Una sarta estacionaria.

### ***3.2.5 Pérdida de circulación.***

Se refiere a que una cantidad importante de fluido de perforación fluye hacia la formación. Esto implica que una fractura ha sido creada en la formación que se está perforando o que el lodo se está perdiendo dentro de una fractura existente. Esta situación se produce por pesos de lodo que superan el gradiente de fractura de la formación. (Ángel, 2012).

### ***3.2.6 Influjos y Reventones (Kicks y Blowouts)***

Un influjo de formación dentro del pozo puede ser registrado en superficie. Para que esto ocurra, se tienen que cumplir dos juicios:

- La presión de formación tiene que aumentar la presión hidrostática o anular. Los fluidos buscarán la trayectoria de la presión mínima.
- La formación tiene que ser permeable con el objetivo de que los fluidos puedan ir de un sitio a otro.

Un reventón ocurre cuando no se consigue controlar en superficie el flujo de fluidos de formación. Un reventón subterráneo sucede cuando hay un flujo incontrolable entre dos formaciones. En otros términos, una formación está pateando y al mismo tiempo en otra se está perdiendo circulación. (Santos, 2015).

## **3.3 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO**

### ***3.3.1 Datos del pozo.***

El pozo Villano 22D fue planteado como un pozo direccional, con el fin de perforar la formación "Hollín" a 12358 ft en MD y 11342 ft en TVD.

Consta de cinco secciones perforadas 26", 16", 12 1/4", 8 1/2", 6". A continuación, se presentan los datos del pozo (Tabla 1).

Tabla 1. Datos generales del pozo Villano 22D.

<b>Pozo Villano 22 D</b>	
<b>Tipo de pozo</b>	Desviado
<b>Máxima desviación</b>	63°
<b>Profundidad del objetivo MD</b>	12358 ft
<b>Profundidad del objetivo TVD</b>	11342 ft
<b>Zona de interés / Objetivo</b>	Formación Hollín

### 3.3.2 Topes de la formación.

En la *Tabla 3*, se observa los topes de las diversas formaciones, desde la formación Chambira hasta la formación Arena S4.

Tabla 2. Topes de las formaciones del pozo.

<b>TVD ft</b>	<b>MD ft</b>	<b>Profundidad (MD)</b>
2160.000	2164.017	Chambira Fm
3620.000	3624.017	Arajuno Fm
5440.000	5444.017	Chalcana Fm
7565.000	7598.001	Orteguaza Fm
8490.000	8550.495	Tiyuyacu Fm
9350.000	9467.192	Tena Fm
10452.000	10821.555	Napo Fm
10623.000	11067.537	A Lmst
10837.000	11399.382	U SST
11042.000	11751.867	T SST
11274.000	12214.712	Basal Napo Shale
11342.250	12365.093	Hollín Lmst
11359.920	12404.027	S0 Upper Hollín
11381.230	12450.980	Arena S1
11413.970	12523.119	Arena S2
11474.640	12656.797	Arena S3
11528.440	12775.338	Arena S4

### 3.3.3 Tuberías de revestimiento.

En el pozo Villano 22D se usó un casing de 20” para la sección de 26”, un casing de 13 3/8” para la sección de 16”, otro casing de 9 5/8” para la sección de 12 1/4”, un

Liner de 7" para la sección de 8 1/2" y para finalizar un Liner de 5" para la sección de 6". En la *Tabla 3* se detalla la información y se especifica la profundidad en las que fueron asentadas.

*Tabla 3. Asentamiento de las tuberías.*

<b>Tamaño del hoyo</b>	<b>Tamaño del casing</b>	<b>Profundidad (MD)</b>
26"	20"	350 ft
16"	13 3/8"	5500 ft
12 1/4"	9 5/8"	11088 ft
8 1/2"	7" Liner	12497 ft
6"	5" Liner	12810 ft

### **3.3.4 Fluidos de perforación utilizados.**

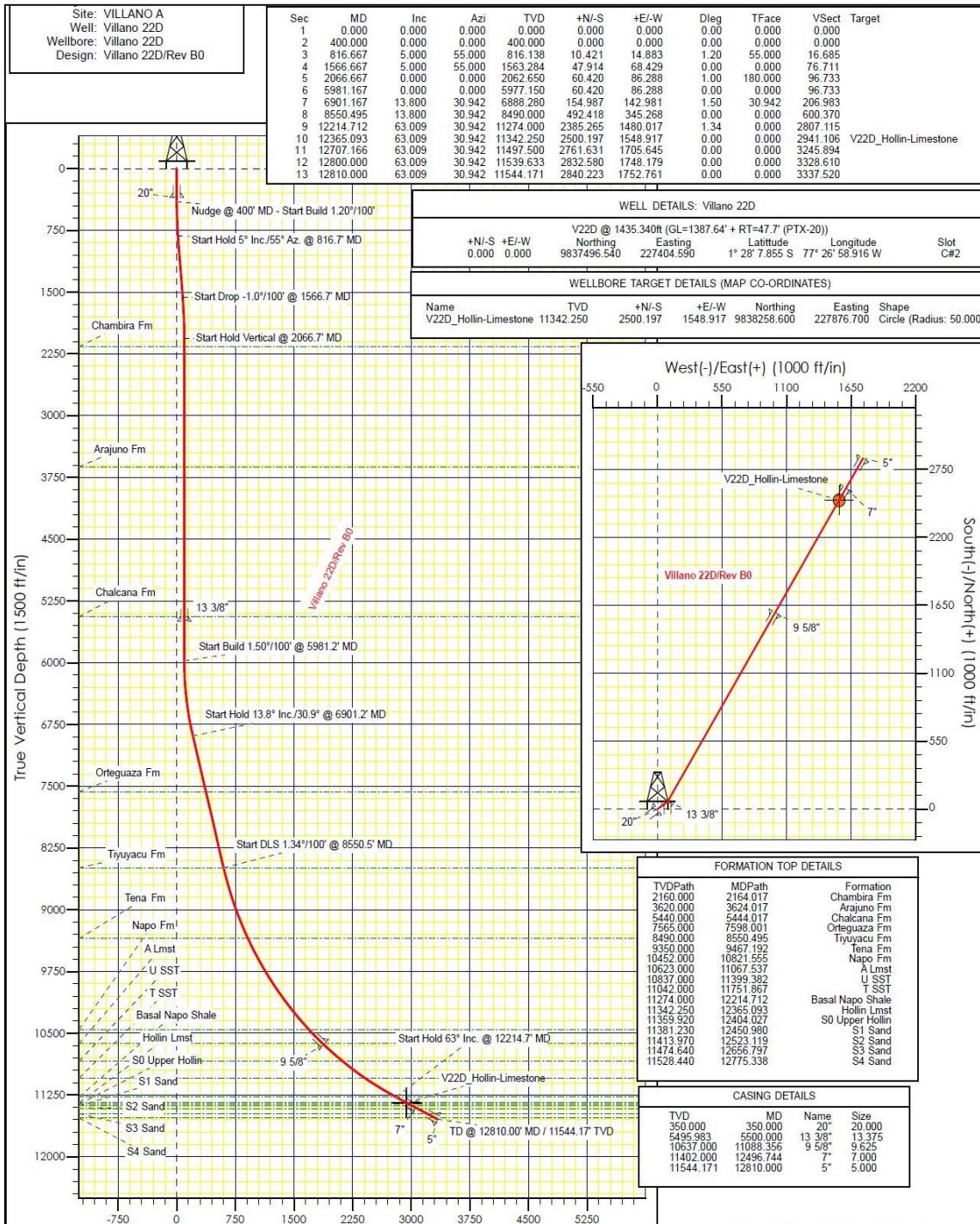
Durante la perforación del pozo Villano 2D se utilizaron fluidos de perforación base agua y base aceite sintético. Las secciones 26" y 16" fueron perforadas con el sistema AQUAGEL (Bentonita), la sección 12 1/4" empleó el sistema high performance lodo base agua BOREMAX, la sección 8 1/2" utilizó el sistema de lodo ENVIROMUL y finalmente la sección 6" se perforó con el sistema lodo ENVIROMUL Drill-in. En la *Tabla 4* se muestra los fluidos utilizados por cada sección de perforación.

*Tabla 4. Fluidos de perforación utilizados en el pozo.*

<b>Sección</b>	<b>Intervalo (ft)</b>	<b>Tipo de fluido</b>
26"	0 - 350	AQUAGEL
16"	350 - 5500	AQUAGEL
12 1/4"	5500 - 11088	BOREMAX
8 1/2"	11088 - 12497	ENVIROMUL
6"	12497 - 12810	ENVIROMUL DRILL-IN

### 3.3.5 Trayectoria del pozo.

Figura 5 Trayectoria del Pozo Villano 22D.



### 3.4 IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL POZO VILLANO

#### 3.4.1 SECCIÓN 26”

Este tramo se perforó con un sistema AQUAGEL (Viscosificante). El sistema se formuló para tener una buena capacidad de limpieza del hoyo realizando la mayor cantidad posible de cortes perforados desde la sección del pozo de gran tamaño y antes de colocar la tubería de revestimiento en el pozo.

Inició la operación de perforación BHA #1 con una broca tricónica de 26” desde la superficie hasta 350 ft el punto de revestimiento, en la *Tabla 6* se muestran los parámetros promedios de perforación.

A 297 ft se detectó alta vibración y torque errático mientras se perforaba sin regreso debido a la presencia de conglomerado. Una vez que se alcanzó el punto de revestimiento, circulan los tres fondos del pozo hacia arriba para obtener un retorno limpio en las zarandas vibratorias y realizar un viaje de limpieza. Se ejecutaron registros giroscópicos a 300 ft, 348ft. Se bombeó y localizó 250 bbls de lodo dentro del pozo. Salió del hoyo el BHA con broca tricónica de 26” sin restricciones de fondo a superficie. Sin embargo, se volvió a correr el equipo de revestimiento en el piso de superficie hasta 364 ft de profundidad, circuló hasta que las zarandas vibratorias vuelvan a estar limpias.

*Tabla 5. Propiedades del fluido, sección 26”.*

Fluido	MD	Mud weight (ppg)	FUN (sec/qt)	PV (cP)	YP (lb/100ft 2)	API (ml/30min)	pH	MBT (ppb/eq)	%LGS (by vol)
AQUAGEL	0-350	8.4-8.8	30-65	4-12	7-20	N.C	N.C	N.C	N.C

Tabla 6. Parámetros de perforación, sección 26”.

SECCIÓN DE 26” (PDM – 1 BHA – 1 Brocas: 0’-200’ MD)													
Formación	Broca	Jets	TFA	HSI	SP	Ft (MD)			GPM	RP	WOB	Ft/hr	
						D	A	E				RO	ROP
					P				M			P	Prom
												Neta	
Chambira	XT1G RC	3X1 6	0.79	0.02	14 3	0	200	90- 250	90- 120	5-15	35	30	

### 3.4.1.1 Volumen del fluido.

Se detalla el volumen del fluido de perforación usado en el pozo Villano 22D, a su vez se perforó con una broca de 26” manteniéndose verticalmente a 350 ft, el fluido se desplazó al lodo PAD hasta correr y cementar un revestimiento de 20”. En la *Tabla 7* se describe a detalle cuanto fluido se utilizó en esta sección, a su vez, en las *Tablas 8 y 9* se detalla el volumen total con su respectiva densidad.

Tabla 7. Volumen del fluido de perforación, sección 26”.

	Sección 26”
Tamaño del hoyo (in)	26”
Intervalo (ft)	0 – 350
Casing OD (in)	20”
Sistema de fluido	AQUAGEL
Volumen de superficie (bbl)	300
Volumen anterior del casing (bbl)	0
Volumen del hoyo (bbl)	230
Dilución (bbl)	70
Volumen total (bbl)	600

Tabla 8. Volumen del lodo para matar el pozo, sección 26”.

	Kill Mud
Volumen total (bbl)	440
Densidad (ppg)	11.6

Tabla 9. Volumen de lodo PAD, sección 26”.

	PAD Mud
Volumen total (bbl)	250
Densidad (ppg)	10.0

### 3.4.1.2 Concentración del producto.

En las siguientes tablas se describe la formulación de los diversos productos usados. Es importante monitorear las condiciones mínimas y máximas durante la perforación de cada sección.

Tabla 10. Formulación de fluidos de perforación, sección 26".

Sección	0 – 350 ft	
Producto	Mínimo (ppb)	Máximo (ppb)
AQUAGEL G.S., 100 lb/sx	0	15
X-TEND, 2lb//sx	0.02	0.03

Tabla 11. Formulación del lodo para matar el pozo, sección 26".

Kill Mud		
Producto	Mínimo (ppb)	Máximo (ppb)
BARAZAN D PLUS, 5 lb/sx	0	2.0
Barita, 100 lb/sx	200	220
ALDACIDE G, 5 gal-can	0.10	0.25

Tabla 12. Formulación de lodo PAD, sección 26".

PAD Mud		
Producto	Mínimo (ppb)	Máximo (ppb)
BARAZAN D PLUS, 5 lb/sx	0	1.0
Barita, 100 lb/sx	60	65
Carbonato de Calcio 40-100, 50 kg/sx	15	15
Carbonato de Calcio 200, 50 kg/sx	15	15
Carbonato de Calcio 325, 50 kg/sx	15	15
PAC-L, 50 lb/sx	0	1.0

### 3.4.1.3 Productos primarios.

Tabla 13. Productos primarios sección 26".

Producto	Función	Descripción
AQUAGEL GOLD SEAL	Viscosificador	Montmorillonita de sodio
X-TEND II	Extensor de bentonita	Polímero



Tabla 14. Materiales de contingencia, sección 26”.

<b>Producto</b>	<b>Función</b>	<b>Descripción</b>
ALDACIDE G®.	Biocida.	Solución de glutaraldehído.
BARAZAN® D PLUS/Xanthan Gum.	Viscosificador.	Goma Xantana.
Barita.	Material de ponderación.	Sulfato de bario.
BARO-TROL® PLUS.	Estabilizador de esquistos.	Asfalto.
Carbonato de Calcio.	LCM/Agente de ponderación.	Carbonato de calcio.
CLAY GRABBER®.	Estabilizador de esquistos/Encapsulador de arcilla.	Polímero de alto peso molecular.
BAROLUBE GOLD SEAL.	Lubricante	Lubricante.
PACTM-L.	Agente de control de filtración.	Celulosa polianiónica.
Soda caustica.	Fuente de alcalinidad.	Hidróxido de sodio.
CLAYSEAL® PLUS.	Inhibidor de esquistos.	Sal de amina.
Sello KWIK.	MCM.	Mezcla de LCM.
Baroascensor.	Mejorador de limpieza de agujeros.	Fibras sintéticas.
Tarifa XLR.	Mejorador de ROP/lubricante.	Lubricante/ Surfactante.
Tuerca de pared.	Material abrasivo para BHA y limpieza de brocas.	Cáscara de nuez.
Bicarbonato de sodio.	Eliminador de calcio.	Bicarbonato de sodio.
TERMATIN.	Diluyente polimérico.	Polímero.
Bara-Desespumante.	Antiespumante.	Antiespumante.
Sello de oro BAROLUBE.	Lubricante.	Ácido graso.
BXR-L.	Estabilizador de esquistos.	Mezcla estabilizadora de esquistos.

#### **3.4.1.4 Potenciales problemas.**

En esta sección se puede tener presencia de areniscas no consolidadas y arcillitas reactivas con los problemas asociados a este tipo de formaciones. Sin embargo, existe el riesgo de pérdida de circulación por arenisca no consolidada, es necesario controlar los

parámetros de perforación especialmente cuando las bombas de lodo están apagadas. LCM (*Loos circulation material*) debe usarse de manera preventiva. A continuación, en la *Tabla 15* se enlistan los potenciales problemas de la sección 26”.

*Tabla 15. Problemas de la sección 26”.*

<b>Profundidad (ft)</b>	<b>Fluidos</b>	<b>Densidad (ppg)</b>	<b>Problemas</b>
0 – 350	AQUAGEL	8.4 – 8.8	Embolamiento. Pérdida de circulación. Obstrucción de la línea de flujo. Limpieza insuficiente del hoyo. Hoyo apretado / Inestabilidad. Producto agotado.

#### ***3.4.1.5 Requerimientos Equipos de control de sólidos.***

El equipo cuenta con: cuatro zarandas vibratorias y un limpiador de lodo, adicionalmente se pueden utilizar dos centrifugas para LGS (*Sólidos de baja gravedad*).

Cada zaranda vibratoria debe poder manejar +/- 300 gpm cubriendo entre 2/3 a ¾ del área total y serán de la siguiente manera:

- Zaranda vibratoria #1: API 120 / API 120 / API 120 / API 120
- Zaranda vibratoria #2: API 120 / API 120 / API 120 / API 120
- Zaranda vibratoria #3: API 120 / API 120 / API 120 / API 120
- Zaranda vibratoria #4: API 120 / API 120 / API 120 / API 120

### **3.4.2 SECCIÓN 16”**

El tramo se perforó con un sistema AQUAGEL. La sección TD planificada a 5500 ft MD. Los problemas potenciales de perforación están relacionados con las formaciones intercaladas de lutitas, arenisca y anhidrita, la limpieza del pozo y las pérdidas debido a las arenas porosas en la formación Chambira y Aranjuno.

Se utilizó el BHA #2 con broca PDC de 16”. Realizaron una prueba poca profunda a 850 gpm, 600 psi. Bajaron la broca BHA#2 a 362 ft con equipos de flotación y cementación de perforación.

Se perforó desde 369 ft hasta 2440 ft, con los siguientes parámetros 1100 gpm, 85 rpm, WOB 15 klbs, TQ 20 klbs, SPP 2200 ft. Alternaron la sarta de perforación durante 1 hora para acondicionar el lodo debido al desbordamiento en las zarandas vibratorias, mientras tanto, cambiaron las pantallas inferiores de las zarandas vibratorias.

Continuó la perforación de 2440 ft a 3074 ft con los siguientes parámetros, 1100 gpm, 85 rpm, WOB 15 klbs, TQ 20klbs. La siguiente sección de 3070 ft a 3400 ft con los parámetros 1060 gpm, 80 rpm, WOB 20 klbs, TQ 20 klbs, SPP 2500 psi. Dos fondos circulan hacia arriba por la alta presencia de sólidos según la simulación de limpieza del último pozo.

La perforación de 3400 ft a 5505 ft punto de revestimiento, con los siguientes parámetros: 1060 gpm, 83 rpm, WOB 25 klbs, TQ 15 klbs, SPP 3600 psi, circuló reciprocando la sarta hasta retornos limpios en las zarandas vibratorias 1050 gpm, 100 rpm, TQ 5 klbs.

La salida del hoyo BHA#2 de abajo hacia arriba hasta la zapata de 20” del casing. El punto estrecho a 3477 ft sobretracción de hasta 20 klbs la sarta de trabajo y paso de la punta; punto estrecho 3305 ft, la sarta de trabajo es incapaz de pasar, RIH BHA#2 a 3490 ft, conecta el sistema top drive BHA#2 en modo de escariado inverso a 3800 ft, 1060 gpm, 2800 psi, TQ 8 klbs, 70 rpm. RIH BHA#2 viaja limpiaparabrisas totalmente libre

hasta 5505 ft, lavando tres últimos soportes como procedimiento de seguridad, circuló en el fondo asta retornar limpio en las zarandas vibratorias. La salida del hoyo BHA#2 se lavó/bombeó solo con 800 gpm de fondo a superficie sin restricciones. L/D BHA#2 grado opaco 0-0-NO-A-X-I-NO-TD.

RIH CSG 13 3/8", las llaves de enrosque hidráulicas no funcionaron correctamente y el respaldo continuó desde 200 ft hasta 5500 ft totalmente gratis, bombeando las dos últimas juntas como procedimiento de seguridad, 250 gpm, 300 psi. Circuló para limpiar el hoyo y acondicionar el lodo para obtener un YP de 18 lbs/100 ft<sup>2</sup>. Finalmente, se instaló el cabezal de cementación en el piso de la plataforma, y se realizó la prueba de presión de las líneas de cementación con 3000psi.

Tabla 16. Propiedades del fluido, sección 16".

Fluido	MD	Mud weight (ppg)	FUN (sec/qt)	PV (cP)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	API (ml/30min)	pH	MBT (ppb/e q)	%L GS (vol)	Tau Zero
AQUA GEL	350-5500	8.7-10.7	30-65	4-12	7-20	N.C, hasta 4500 ft, <20ml	N.C	N.C	12	>4

Tabla 17. Parámetros de perforación, sección 16".

SECCIÓN DE 16" (PDM – 1 BHA – 1 Brocas: 200’-5525’ MD)																
Form.	Broca	Jets	T F A	HSI	S P P	Ft (MD)			PSI			Ft/hr				
						DE	A	GPM	RP M	WO B	Dif, Rot.	Dif. Desl.	ROP Neta	ROP Prom		
Perforar						Cemento				8-10						
								350	40	8-10	N/A	N/A	N/A	N/A		
						Zapato				8-10						
Chambir a	FX5 6s	7x1 4	1. 05	2.04	36 00	10 ft, Form.				350	40	8-10	N/A	N/A	N/A	N/A
						200	600	350-600	40	8-15	200	100-200				
						600	1000	600-1050			250-400	100-200				
Arajuno Chalcan a						1000	3683	900-1050			250-400	100-200				
						3683	5473	900-1050	60-80	15-40	250-400	100-200	170	110		
						5473	5525	900-1050			250-400	100-200				

### 3.4.2.1 Volumen del fluido.

La sección se perforó con una broca de 16". El fluido se preparó con 10-15 ppb de AQUAGEL para mejorar la capacidad de corte y minimizar las pérdidas. Debido a formaciones caracterizadas por areniscas y se debe agregar Carbonato de pedernal medio y grueso. La sección TD se establecerá en la formación Top of Chalcana. Se usó fluido que contenga AQUAGEL hasta perforar la arcilla, luego se deberá dispersar el fluido y se deberá usar floculación selectiva (Aproximadamente 2200 pies).

Se debe asegurar la limpieza del orificio antes de ejecutar la tubería de revestimiento, se detectarán 100 bbl de píldora viscosa en el fondo, para esto es necesario conocer los volúmenes de fluidos adecuados. A continuación, se detallan en las tablas:

*Tabla 18. Volumen del fluido de perforación, sección 16".*

	<b>Sección 16"</b>
Tamaño del hoyo (in)	16"
Intervalo (ft)	350 – 5500
Casing OD (in)	13 3/8"
Sistema de fluido	AQUAGEL
Volumen de superficie (bbl)	500
Volumen anterior del casing (bbl)	123
Volumen del hoyo (bbl)	1281
Dilución (bbl)	773
Volumen total (bbl)	2677

*Tabla 19. Volumen del lodo para matar el pozo, sección 16".*

	<b>Kill Mud</b>
Volumen total (bbl)	440
Densidad (ppg)	11.6

### 3.4.2.2 Concentración del producto.

En las siguientes tablas se detallan las formulaciones de los diversos productos usados, teniendo en cuenta para cada sección las condiciones mínimas y máximas.

Tabla 20. Formulación de fluidos de perforación, sección 16”.

<b>Sección</b>	<b>200 – 5525 ft</b>	
<b>Producto</b>	<b>Mínimo (ppb)</b>	<b>Máximo (ppb)</b>
AQUAGEL G.S., 100 lb/sx	0	15
BARAZAN D PLUS/ Xanthan Gum, 25 lb/sx.	0.10	0.15
BARITA, 100 lb/sx.	0	10
X-TEND, 2lb//sx	0.02	0.03
BXR-L/BAROTROL, 50 lb/can.	0	4
CLAY GRABBER, 50 lb/can.	0	1
Carbonato de calcio 40-100, 50 kg/sx.	5	10
Carbonato de calcio 200, 50 kg/sx.	5	10
Carbonato de calcio 325, 50 kg/sx.	5	10

Tabla 21. Formulación del lodo para matar el pozo, sección 16”.

<b>Kill Mud</b>		
<b>Producto</b>	<b>Mínimo (ppb)</b>	<b>Máximo (ppb)</b>
BARAZAN D PLUS, 25 lb/sx	0	2.0
Barita, 100 lb/sx	200	220
ALDACIDE G, 5 gal-can	0.10	0.25

### 3.4.2.3 Productos primarios.

Tabla 22. Productos primarios sección 16”.

<b>Producto</b>	<b>Función</b>	<b>Descripción</b>
AQUAGEL GOLD SEAL	Viscosificador	Montmorillonita de sodio
BARAZAN® D PLUS/Xanthan Gum.	Viscosificador.	Goma Xantana.
Barita.	Material de ponderación.	Sulfato de bario.
X-TEND II	Extensor de bentonita	Polímero
BARO-TROL® PLUS.	Estabilizador de esquistos.	Asfalto.
BXR-L.	Estabilizador de esquistos.	Mezcla estabilizadora de esquistos.
CLAY GRABBER®.	Estabilizador de esquistos/Encapsulador de arcilla.	Polímero de alto peso molecular.
Carbonato de Calcio.	LCM/Agente de ponderación.	Carbonato de calcio.

Tabla 23. Productos de contingencia, sección 16".

<b>Producto</b>	<b>Función</b>	<b>Descripción</b>
ALDACIDE G®.	Biocida.	Solución de glutaraldehído.
BARO-TROL® PLUS.	Estabilizador de esquistos.	Asfalto.
Carbonato de Calcio.	LCM/Agente de ponderación.	Carbonato de calcio.
Barofibra	LCM	Fibra celulósica.
PACTM-L.	Agente de control de filtración.	Celulosa polianiónica.
Soda caustica.	Fuente de alcalinidad.	Hidróxido de sodio.
CLAYSEAL® PLUS.	Inhibidor de esquistos.	Sal de amina.
Sello KWIK.	MCM.	Mezcla de LCM.
Baroascensor.	Mejorador de limpieza de agujeros.	Fibras sintéticas.
Tarifa XLR.	Mejorador de ROP/lubricante.	Lubricante/ Surfactante.
Tuerca de pared.	Material abrasivo para BHA y limpieza de brocas.	Cáscara de nuez.
Bicarbonato de sodio.	Eliminador de calcio.	Bicarbonato de sodio.
TERMATIN.	Diluyente polimérico.	Polímero.
Bara-Desespumante.	Antiespumante.	Antiespumante.
Sello de oro BAROLUBE.	Lubricante.	Ácido graso.

#### **3.4.2.4 Potenciales problemas.**

Esta fase se caracteriza por formaciones que contienen arcillas altamente reactivas intercaladas con areniscas y conglomerados no consolidados. Es importante monitorear las condiciones reales durante la perforación y actualizar las recomendaciones teniendo en cuenta los parámetros de perforación.

A continuación, en la *Tabla 24* se muestran los potenciales problemas de la sección 16".

Tabla 24. Problemas de la sección 16".

<b>Profundidad (ft)</b>	<b>Fluidos</b>	<b>Densidad (ppg)</b>	<b>Problemas</b>
350 -	AQUAGEL	8.7 – 10.7	Embolamiento. Pérdida de circulación. Obstrucción de la línea de flujo. Limpieza insuficiente del hoyo. Hoyo apretado / Inestabilidad. Producto agotado.

#### **3.4.2.5 Requerimientos Equipos de control de sólidos.**

El equipo cuenta con: 4 zarandas vibratorias y un limpiador de lodos, adicionalmente se pueden utilizar dos centrífugas para LGS (sólidos de baja gravedad) y floculación selectiva.

Las zarandas vibratoras recomendadas para limpiadores de lodo son API 170, pero serán de la siguiente manera:

- Zaranda vibratoria #1: API 120 / API 120 / API 120 / API 120
- Zaranda vibratoria #2: API 120 / API 120 / API 120 / API 120
- Zaranda vibratoria #3: API 120 / API 120 / API 120 / API 120
- Zaranda vibratoria #4: API 120 / API 120 / API 120 / API 120



### 3.4.3 SECCIÓN 12 1/4”

La sección se perforó con un sistema BOREMAX de lodo base agua de alto rendimiento. Debido a la alta reactividad de la lutita, el sistema (lodo de agua dulce de alto rendimiento alternativo al lodo a base de aceite) se formulará y optimizará con poliaminas y silicatos para lograr la mejor inhibición de la lutita.

Esta sección perforada direccionalmente hasta el KOP planificado @ 5981 MD ft dentro de la formación Chalcana, se construyó el hoyo a una inclinación de 13.80 y 30.90 azimut. a 6.901 ft MD (6.888 ft TVD) manteniendo una pata de perro de 1,50/100 ft. El lodo se utilizará para escariar la zapata de revestimiento y algunos pies en la formación y luego se desplazará con el BOREMAX. Manteniendo el ángulo y el azimut a 8550 ft MD donde comenzará una construcción de 1340/100 ft, aumentando hasta un ángulo de 480 en la sección TD que está a 20 ft en la piedra caliza Napo "A" a 11 088 ft MD (10 637 ft TVD).

La sección TD de 12 1/4” fue programada a 11,088 pies MD para la tubería de revestimiento de 9 5/8”. El peso del lodo fue de 10,7 a 12,5 ppg según el estudio geomecánico realizado. Este intervalo se cementó después de ejecutar una tubería de revestimiento de 9 5/8”.

Tabla 25. Propiedades del fluido, sección 12 1/4”.

Fluido	MD	Mud weight (ppg)	FUN (sec/qt)	PV (cP)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	API (ml/30min)	pH	MBT (ppb/eq)	%L GS (vol)	Tau Zero
						<8ml Chalcana				
BORE MAX	5500-11080	10.7-12.5	30-65	4-20	7-30	<5ml Ortegua <5ml Tiyuyacu <5ml Tena <5ml Napo	8.5-9.5	<15.0	<10%	>4

Tabla 26. Parámetros de perforación, sección 12 1/4”.

SECCIÓN DE 12 1/4”. (PDM – 1 BHA – 3 Brocas: 5525’ – 7979’ ft MD)														
Form.	Broca	Jets	TFA	HSI	SPP	Ft (MD)			RPM	WOB	PSI		Ft/hr	
						DE	A	GPM			Dif. Rot.	Dif. Desl.	ROP Neta	ROP Prom
Perforar	MM E56 D					Cemento				8-10				
						Tapones	500-550	40	8-10	N/A	N/A	N/A	N/A	
						Zapato			8-10					
Chalcana	MM E56 D					10 ft, Form.	500-550	40-60	8-10	N/A	N/A	N/A	N/A	
						5535	7592	800-930	60-70	15-30	200-350	100-200	70	50
Ortegua		5x				7592	8544	800-930	60-70	15-30	200-350	100-200	55	35
Arcilla		–	1.14	2.	362	8554	-	800-930		15-30	200-350	100-200		
Tiyuyacu		3x		46	6				60-70				55	40
Conglomerado sup.	MM E56 D					-	-	700	40	10-20	150-250	100-200	30	25
Conglomerado inf.						-	-	700	40	10-20	150-250	100-200	30	25
Tena						9461	10814	800-930	60-70	15-30	200-350	100-200	50	35
Napo	FZE	8x	1.20	2.	362	10814	11060	800-900	60-70	15-30	200-350	100-200	35	30
A.Limestone	56	14		4	5	11060	11081	800-900	60-70	15-30	200-350	100-200	30	25

### 3.4.3.1 Volumen del fluido.

La fase de perforación inició con la formación Chalcana, luego se perforó Ortegua, se aumenta el peso del lodo y se debe asegurar la limpieza previa del orificio del casing, se verán 100 bbl de píldora viscosa en el fondo, por ello se analiza cada volumen de fluido necesario.

Tabla 27. Volumen del fluido de perforación, sección 12 1/4”.

	Sección 12 1/4”
Tamaño del hoyo (in)	12 1/4”
Intervalo (ft)	5500 – 11088
Casing OD (in)	9 5/8”
Sistema de fluido	BOREMAX
Volumen de superficie (bbl)	500
Volumen anterior del casing (bbl)	824
Volumen del hoyo (bbl)	815
Dilución (bbl)	670
Volumen total (bbl)	2809

### 3.4.3.2 Concentración del producto.

La sección TD se establecerá dentro de la formación Napo (piedra caliza), se debe seguir estrictamente la concentración de BAROTROL, STEELSEAL y BXR-L. BORE-HIB y CLAYSEAL PLUS deben mantenerse y agregarse continuamente.

El registro de lodo debe alertar sobre cualquier presencia de derrumbes o presencia anormal de recortes en las zarandas. Para minimizar los problemas, es necesario monitorear de cerca la concentración de BOREHIB.

Tabla 28. Formulación de fluidos de perforación, sección 12 1/4”.

<b>Sección</b>	<b>5500 - 11088 ft</b>	
<b>Producto</b>	<b>Mínimo (ppb)</b>	<b>Máximo (ppb)</b>
BARAZAN D PLUS, 25 lb/sx.	0.25	1.00
BARITA, 100 lb/sx.	120	270
Sello de oro BAROLUBE, 55 gal/dr.	Según sea necesario	
BAROTROL, 25 kg/sx.	0	4.0
Sello de acero, 50 lb/sx.	0	4.0
BXRL, 55 gal/dr.	2.0	4.0
Soda caustica, 55 lb/sx.	0	0.75
CLAY GRABBER, 5 gal/can.	0	3.0
Sello de arcilla plus, 55gal/dr.	4.0	6.0
BORE-HIB, 55 gal/dr.	5.0	8.0
Comprobación de filtro, 50 lb/sx.	2.0	4.0
PAC L / PAXCELL/POLYAC, 50 lb/sx	1.0	3.0
BORE-PLUS, 50 lb/sx.	0.5	2.0
BORE-VIS, 50 lb/sx.	0	3.0

### 3.4.3.3 Productos primarios.

Tabla 29. Productos primarios sección 12 1/4”.

Producto	Función	Descripción
Barita.	Material de ponderación.	Sulfato de bario.
BARAZAN® D PLUS	Viscosificador.	Goma Xantana.
Sello de oro BAROLUBE.	Lubricante.	Ácido graso.
BXR-L.	Estabilizador de esquisto.	Mezcla estabilizadora de esquisto.
BARO-TROL® PLUS.	Estabilizador de esquisto.	Asfalto.
Soda caustica.	Fuente de alcalinidad.	Hidróxido de sodio.
Carbonato de calcio.	Material de sellado y de peso.	Carbonato de calcio.
CLAY GRABBER®.	Estabilizador de esquisto/Encapsulador de arcilla.	Polímero de alto peso molecular.
CLAYSEAL® PLUS.	Estabilizador de esquisto.	Sal de amina.
BORE-HIB®	Inhibidor de esquisto.	Fuente de silicato.
BORE-PLUS.	Viscosificante y agente de control de filtración	Mezcla de Polímeros.
BORE-VIS.	Viscosificador.	Mezcla especial.
Comprobador de filtros	Agente de control de filtración.	Almidón modificado.
PAC-L / PAXCELL.	Agente de control de filtración.	Celulosa polianiónica.
POLYAC	Agente de control de filtración y control reológicos.	Poliacrilato.
Sello de acero® 50	Material resistente.	Grafito resistente.

Tabla 30. Productos de contingencia sección 12 1/4”.

Producto	Función	Descripción
ALDACIDE G®	Biocida.	Solución de glutaraldehído.
BAROLIFT®	Agente de barrido.	Fibras sintéticas.
TASA-XLR	Mejorador de ROP/Lubricante.	Lubricante / Surfactante.
STICK LESS	Lubricante Sólido.	Esferas de vidrio.
WALL NUT	Material abrasivo para BHA y limpieza de brocas.	cáscara de nuez.
Bicarbonato de sodio	Eliminador de calcio.	Bicarbonato de sodio,
THERMATHIN	Diluyente polimérico.	Polímero.
BARA- Antiespumante	Antiespumante.	Antiespumante.
Carbonato de calcio.	Material de sellado y de peso.	Carbonato de calcio

#### 3.4.3.4 Potenciales problemas.

Los posibles problemas de perforación están relacionados con las lutitas reactivas, la inhibición y la estabilidad del pozo. El registro de lodo debe alertar sobre cualquier presencia de derrumbes o presencia anormal de recortes en las zarandas. A continuación, en la *Tabla 31* se muestran los potenciales problemas de la sección 12 1/4”.

Tabla 31. Problemas de la sección 12 1/4”.

Profundidad (ft)	Fluidos	Densidad (ppg)	Problemas
5500-11088	BOREMAX	10.7 – 12.5	Embolamiento. Pérdida de circulación. Limpieza insuficiente del hoyo. Hoyo apretado/ Hoyo inestable. Producto agotado.

### ***3.4.3.5 Requerimientos Equipos de control de sólidos.***

El equipo cuenta con: 4 zarandas vibratorias y un limpiador de lodos, adicionalmente se pueden utilizar dos centrífugas para LGS y floculación selectiva.

Limpiador de barro: API 170

Debido a la naturaleza del fluido de perforación propuesto, el limpiador de lodo completo no debe usarse debido a la generación de sólidos coloidales, eventualmente se podría usar el desarenador.

Las zarandas vibratoras usados son:

- Zaranda vibratoria #1: API 120 / API 120 / API 120 / API 120
- Zaranda vibratoria #2: API 120 / API 120 / API 120 / API 120
- Zaranda vibratoria #3: API 120 / API 120 / API 120 / API 120
- Zaranda vibratoria #4: API 120 / API 120 / API 120 / API 120

### 3.4.4 SECCIÓN 8 1/2”

Una vez perforada 5 ft de nueva formación con WBM para una sección de 12 1/4”, bombee 50 bbl de Viscous SBM (YP > 50 lbf/ft<sup>2</sup>) como espaciador, seguido por el nuevo sistema ENVIROMUL hasta que se observe una píldora viscosa en las zarandas. Se detiene la circulación y procede a limpiar los agitadores, los canales y los tanques, incluido el tanque de viaje, antes de continuar con la perforación. Se preparará un plan detallado de gestión del tajo entre el ingeniero de lodo y el supervisor de BSS para el desplazamiento.

La sección se perforará usando el sistema ENVIROMUL, teniendo presente el peso de lodo requerido para Napo (12,5 ppg), luego el peso del lodo se mantendrá de acuerdo con el peso del lodo propuesto hasta Top of Hollín. El peso final del lodo dependerá del comportamiento del pozo.

La ejecución del Liner debe planificarse y simularse cuidadosamente teniendo en cuenta las condiciones del pozo y Baroid y HCT. Una vez en el fondo, se debe circular el pozo hasta que regrese limpio y si es necesario se debe acondicionar el fluido como solicitud de Cementación.

El fluido ENVIROMUL se preparará desde cero una vez que el aceite base llegue a la ubicación, se debe usar un tanque de corte para preparar el fluido SBM para optimizar el tiempo de mezcla y minimizar el tiempo de corte necesario. El orden de mezcla sugerido según prueba de laboratorio es el siguiente:

- |                   |                                    |
|-------------------|------------------------------------|
| 1) Aceite base    | 5) Agente de control de filtración |
| 2) Emulsionante   | 6) Salmuera                        |
| 3) Cal            | 7) Material de ponderación         |
| 4) Viscosificador | 8) Modificador reológicos          |

Tabla 32. Propiedades del fluido, sección 8 1/2”.

Fluido	MD	Mud weight (ppg)	FUN (sec/q t)	PV (cP)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	HPHT (ml/30 min)	%L GS (vol)	Tau Zero	WPS (100 ppm)	OW R
ENVIR	11088									
OMUL	- 12497	12.5*	30-65	4-20	15-30	<5 Agua cero	<10 %	>7	120- 180	80- 85

Tabla 33. Parámetros de perforación, sección 8 1/2”.

SECCIÓN DE 8 1/2”. (PDM – LWD - 1 BHA – 1 BROCA: 11081 - 12463’ MD)														
Form.	Bro ca	Je ts	TF A	HSI	S P P	Ft (MD)					PSI		Ft/hr	
						DE	A	GPM	RPM	WOB	Dif. Rot.	Dif. Desl.	ROP Neta	ROP Prom
Perforar						Cemento					8-10			
						Tapones		400-450	70-80	8-10	N/A	N/A	N/A	N/A
						Zapato				8-10				
						10 ft, Form.		350-400	40-60	8-10	N/A	N/A	N/A	N/A
A Caliza Arenisca U	MM 65	6 X 14	0.90	1.62	34 43	11091	11392	400-550	50-60	15-30	200-350	100-200	25	20
						11392	11745	400-551	50-60	15-30	200-350	100-200	35	25
Lutita Napo Basal	MM 65	6 X 14	0.90	1.62	34 43	11745	1220	400-552	50-60	15-30	200-350	100-200	35	25
						12208	12357	400-553	50-60	15-30	200-350	100-200	25	20
Hollín Caliza						12357	12397	400-554	50-60	15-30	200-350	100-200	35	25
SO Hollín Sup.						12397	12444	400-555	50-60	15-30	200-350	100-200	35	25
S1 Sand						12444	1243	400-556	50-60	15-30	200-350	100-200	35	25

### 3.4.4.1 Volumen del fluido.

La fase de perforación está relacionada con las lutitas reactivas, la inhibición y la estabilidad del pozo. El peso del lodo debe ser inicialmente de 12,5 ppg y luego el peso del lodo debe mantenerse en 12,5 ppg y, en caso de que sea necesario, ajustarlo según sea necesario. En la *Tabla 34* se detalla el volumen del fluido.

La sección TD está planificada en ~ 12,497 pies MD con la zapata colocada en la piedra caliza Napo "A".



Tabla 34. Volumen del fluido de perforación, sección 8 1/2”.

<b>Sección 8 1/2”.</b>	
Tamaño del hoyo (in)	8 1/2”.
Intervalo (ft)	11088-12497
Casing OD (in)	7” Liner
Sistema de fluido	ENVIROMUL
Volumen de superficie (bbl)	500
Volumen anterior del casing (bbl)	812
Volumen del hoyo (bbl)	99
Dilución (bbl)	141
Volumen total (bbl)	1552

#### 3.4.4.2 Concentración del producto.

BAROTROL/BARABLOK® y STEEL SEAL deben agregarse durante la perforación de esquistos de Napo. Se debe agregar una mezcla óptima de carbonato de calcio de varios tamaños durante U y T. Al final de la sección, se bombeará una pastilla de barrido con alta concentración de carbonato de calcio, BAROTROL/BARABLOK, STEELSEAL, antes de correr el revestimiento, se dejará una pastilla de sellado en el fondo. Lo ideal es que esta pastilla cubra toda la horma abierta.

Tabla 35. Formulación de fluidos de perforación, sección 8 1/2”.

<b>Sección</b>	<b>11088 – 12497 ft</b>	
<b>Producto</b>	<b>Mínimo (ppb)</b>	<b>Máximo (ppb)</b>
Base Aceite, EDC 95-11, bbl/bbl	0.605	0.610
CaCl <sub>2</sub> , Salmuera 9.4 ppg*	0.157	0.157
GELTONE, 50 lb/sx.	0	8.0
DURATONE, 50 lb/sx.	0	8.0
EZ MUL, 55 gal/dr.	0	10.0
FACTANTE, 55 gal/ dr.	0	6.0
RM-63, 55 gal/dr.	0	2.0
Carbonato de calcio 40-100/200/325, 50 kg/sx.	0	20

Cal, 50 lb/sx	0	6.0
MODO TAU, 50 lb/sx.	0	2.0
SELLO DE ACERO, 50 lb/sx.	0	4.0
BARABLOK/BAROTROL, 50 lb/sx.	0	4.0
Barita	230	260

### 3.4.4.3 Productos primarios.

Tabla 36. Productos primarios sección 8 1/2".

Producto	Función	Descripción
Base aceite	Fluido base.	Fluido base, n-alcanos.
CaCl <sub>2</sub> Salmuera	Fase acuosa.	Salmuera de CaCl <sub>2</sub> .
GELTONE	Viscosificador	Arcilla organófila.
DURATONE HT	Agente de control de filtración.	Lignito organofílico.
EZ MUL NT	Emulsionante primario.	Ácido graso.
FACTANTE	Emulsionante secundario. Agente de control de filtración.	Ácido graso.
RM-063	Modificador de Reología – Viscosificador.	Ácido graso
Carbonato de calcio 40-100/200/325	Agente puente.	Carbonato de calcio varios tamaños.
Cal	Fuente de alcalinidad – Emulsión.	Cal
MODO TAU	Mezcla especial.	Potenciador de Reología.
SELLO DE ACERO®50	Material resistente.	Grafito resistente.
BARABLOCK	Agente de control de filtración. estabilizador de esquistos.	Gilsonita.
Barita	Agente de ponderación.	Sulfato de bario.

Tabla 37. Materiales de contingencia sección 8 1/2”.

<b>Producto</b>	<b>Función</b>	<b>Descripción</b>
BAROLIFT®	Agente de barrido.	Fibras sintéticas.
STICK LESS®	Lubricante Sólido.	Esferas de vidrio.
TUERCA DE PARED.	Material de pérdida de circulación.	Cáscara de nuez.
TRATAMIENTO DE TALADRO.	Más delgada.	Lecitina.
PUNTO EZ.	Agente liberador de tuberías.	Mezcla de tensioactivos y lubricantes.
ADAPTA.	Agente de control de filtración.	Copolímero.

#### **3.4.4.4 Potenciales problemas.**

Los posibles problemas de perforación están relacionados con las lutitas reactivas, la inhibición y la estabilidad del pozo, es necesario ajustar cada sistema para evitar los problemas. A continuación, en la *Tabla 38 se muestran los problemas de la sección 8 1/2”.*

Tabla 38. Problemas de la sección 8 1/2”.

<b>Profundidad (ft)</b>	<b>Fluidos</b>	<b>Densidad (ppg)</b>	<b>Problemas</b>
			Pérdida de circulación.
			Limpieza de agujero insuficiente.
11088 - 12497	ENVIROMUL	12.5	Hoyo apretado / Hoyo inestable.
			Producto agotado.
			Pega diferencial.

#### ***3.4.4.5 Requerimientos Equipos de control de sólidos.***

El equipo cuenta con: 4 zarandas vibratorias y un limpiador de lodos, adicionalmente se pueden utilizar dos centrífugas para LGS y floculación selectiva.

Cada zaranda vibratoria debe poder manejar +/- 300 gpm cubriendo entre 2/3 a 3/4 del área total.

Las zarandas vibratoras usados son:

- Zaranda vibratoria #1: API 120 / API 120 / API 120 / API 120
- Zaranda vibratoria #2: API 120 / API 120 / API 120 / API 120
- Zaranda vibratoria #3: API 120 / API 120 / API 120 / API 120
- Zaranda vibratoria #4: API 120 / API 120 / API 120 / API 120

### 3.4.5 SECCIÓN 6”

El tramo se perforará con el sistema de lodo ENVIROMUL Drill-in, preparado completamente nuevo, una vez que el aceite base llegue a la ubicación, se debe usar un tanque de corte para preparar el fluido SBM para optimizar el tiempo de mezcla y minimizar el tiempo de corte necesario. El orden de mezcla sugerido según prueba de laboratorio es el siguiente:

- |                   |                                    |
|-------------------|------------------------------------|
| 1) Aceite base    | 5) Agente de control de filtración |
| 2) Emulsionante   | 6) Salmuera                        |
| 3) Cal            | 7) Material de ponderación         |
| 4) Viscosificador | 8) Modificador reológicos          |

La sección se perforará usando el peso de lodo mínimo requerido para un puenteo óptimo, se deben mantener 9.5 ppg. Se preparó un plan detallado de gestión del tajo entre el ingeniero de lodo y el supervisor de BSS para el desplazamiento.

La filtración debe controlarse estrictamente para minimizar la invasión de fluidos y el daño a la formación en la zona productiva. Además, Hollín estará protegido por una estrategia de puente correcta diseñada con DFG™, basada en la información de distribución del tamaño de la garganta de los poros que proporcionará Agip.

Al final de la sección se bombeará una pastilla de barrido con una alta concentración de carbonato de calcio, antes de correr el Liner se dejará una pastilla de sellado en el fondo, idealmente esta pastilla debe cubrir todo el orificio abierto.

Una vez en el fondo, se debe circular el pozo hasta que regrese limpio y si es necesario se debe acondicionar el fluido como solicitud de Cementación.

Tabla 39. Propiedades del fluido, sección 6”.

Fluido	MD	Mud weight (ppg)	FUN (sec/qt)	PV (cP)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	HPHT (ml/30 min)	%LGS (vol)	Tau Zero	WPS (100 ppm)	OWR
ENVIR	12497									
OMUL	-	9.5	30-65	4-20	15-30	<5 Agua cero	<10 %	>6	40-50	65- 75
Drill-in	12810									

Tabla 40. Parámetros de perforación, sección 6”.

SECCIÓN DE 6”. (PDM – LWD - 1 BHA – 1 BROCA: 12463 - 12770’ MD)														
Form.	Broca	Jets	TFA	HSI	SPP	Ft (MD)				PSI			Ft/hr	
						DE	A	GPM	RPM	WOB	Dif. Rot.	Dif. Desl.	ROP Neta	ROP Prom
Perforar						Cemento				5-10				
						Tapones		200-220	40	5-10	N/A	N/A	N/A	N/A
						Zapato				5-10				
	MM	6	0.	0.	364	10 ft. Form.		200-220	50-60	5-10	150-300	100-150		
Arena S1	64	X	77	38	4	12473	12516	180-230	50-60	10-20	150-300	100-150		
Arena S2		13				12516	12650	180-230	50-60	10-20	150-300	100-150	37	30
Arena S3						12650	12768	180-230	50-60	10-20	150-300	100-150		
Arena S4						12768	12770	180-230	50-60	10-20	150-300	100-150		

### 3.4.5.1 Volumen del fluido.

El peso del lodo se debe mantener al mínimo posible en el rango de 9,0 a 9,5 ppg para minimizar el daño a la formación. La sección TD está planificada a ~ 12,810 ft MD. En la *Tabla 34* se detalla el volumen del fluido. Para realizar el desplazamiento de ENVIROMUL por fluido de perforación ENVIROMUL Drill-In, se bombeó 50 bbls de pastilla ENVIROMUL de alta viscosidad. Para iniciar este tramo se prepararon un total de 1250 bbls de lodo.

Tabla 41. Volumen del fluido de perforación, sección 6”.

Sección 6”.	
Tamaño del hoyo (in)	6”.
Intervalo (ft)	12497 - 12810
Casing OD (in)	5” Liner
Sistema de fluido	ENVIROMUL Drill-in
Volumen de superficie (bbl)	500
Volumen anterior del casing (bbl)	812
Volumen del hoyo (bbl)	53
Dilución (bbl)	11
Volumen total (bbl)	139

### 3.4.5.2 Concentración del producto.

Se agregó principalmente EZ-MUL como emulsionante; CAL como fuente de alcalinidad / para mantener la emulsión; CLORURO DE CALCIO para alcanzar y mantener WPS; TAU MOD y Modificador de Reología como viscosificador; ADAPTA como agente de control de filtración y CARBONATO DE CALCIO como agente densificante. La base utilizada para este fluido de perforación fue EDC 95-11.

Agregado cada hora CARBONATO DE CALCIO Medio y Grueso como agente puente. Desplazamiento realizado de ENVIROMUL Drill-In por 8,6 ppg de salmuera KCl tratada.

Tabla 42. Formulación de fluidos de perforación, sección 6".

Sección	12497 - 12810 ft	
Producto	Mínimo (ppb)	Máximo (ppb)
Base Aceite, EDC 95-11, bbl/bbl	0.571	0.60
CaCl <sub>2</sub> , Salmuera 9.4 ppg*	0.25	0.256
ADAPTA, 50 lb/sx.	0	6.0
EZ MUL, 55 gal/dr.	0	8.0
FACTANTE, 55 gal/dr.	0	4.0
RM-03, 55 gal/dr.	0	2.0
Carbonato de calcio 40-100, 50 kg/sx.	16	20
Carbonato de calcio 200, 50 kg/sx.	78	90
Carbonato de calcio 325, 50 kg/sx.	32	40
Cal, 50 lb/sx.	0	6.0
MODO TAU, 50 lb/sx.	0	1.0

### 3.4.5.3 Productos primarios.

Tabla 43. Productos primarios sección 6”.

Producto	Función	Descripción
Base aceite	Fluido base.	Fluido base, n-alcanos.
CaCl <sub>2</sub> Salmuera	Fase acuosa.	Salmuera de CaCl <sub>2</sub> .
ADAPTA	Agente de control de filtración.	Copolímero.
EZ MUL NT	Emulsionante primario.	Ácido graso.
FACTANTE	Emulsionante secundario. Agente de control de filtración.	Ácido graso.
RM-063	Modificador de Reología – Viscosificador.	Ácido graso
Carbonato de calcio 40-100/200/325	Agente puente.	Carbonato de calcio varios tamaños.
Cal	Fuente de alcalinidad – Emulsión.	Cal
MODO TAU	Mezcla especial.	Potenciador de Reología.

Tabla 44. Materiales de contingencia sección 6”.

Producto	Función	Descripción
BAROLIFT®	Agente de barrido.	Fibras sintéticas.
STICK LESS®	Lubricante Sólido.	Esferas de vidrio.
TUERCA DE PARED.	Material de pérdida de circulación.	Cáscara de nuez.
TRATAMIENTO DE TALADRO	Más delgada.	Lecitina.
PUNTO EZ	Agente liberador de tuberías.	Mezcla de tensioactivos y lubricantes.
GELTONO.	Viscosificador.	Arcilla organófila.
DURATONO HT.	Agente de control de filtración.	Lignito organofílico.
SEELLO DE ACERO® 50	Material resistente.	Grafito resistente.
BARABLOCK	Agente de control de filtración.	Gilsonita.
Barita	Agente de ponderación.	Sulfato de bario.



#### 3.4.5.4 Potenciales problemas.

Todos los posibles problemas de perforación están relacionados con la estabilidad del pozo, minimizan las pérdidas y el atascamiento diferencial mientras protegen el yacimiento. A continuación, en la *Tabla 45 se muestran los problemas de la sección 6”*.

*Tabla 45. Problemas de la sección 6”.*

<b>Profundidad (ft)</b>	<b>Fluidos</b>	<b>Densidad (ppg)</b>	<b>Problemas</b>
12497 - 12810	ENVIROMUL DRILL-IN	9.5	Pérdida de circulación. Limpieza de agujeros insuficiente. Hoyo apretado/Hoyo inestable. Producto agotado. Patada en el pozo. Pega diferencial/ Daño de formación.

#### 3.4.5.5 Requerimientos Equipos de control de sólidos.

El equipo cuenta con: 4 zarandas vibratorias y un limpiador de lodos, adicionalmente se pueden utilizar dos centrífugas para LGS y floculación selectiva.

Las zarandas vibratorias usados son:

- Zaranda vibratoria #1: API 100 / API 100 / API 100 / API 100
- Zaranda vibratoria #2: API 100 / API 100 / API 100 / API 100
- Zaranda vibratoria #3: API 100 / API 100 / API 100 / API 100
- Zaranda vibratoria #4: API 100 / API 100 / API 100 / API 100

## **CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

### **4.1. PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES DE LA SECCIÓN 26”**

#### ***4.1.1. Embolamiento.***

Buenas prácticas de perforación, HSI e hidráulica de broca. En caso del Embolamiento en esta sección, se deberá bombear una pastilla de 30 bbl que contenga TUERCA DE PARED y surfactante.

#### ***4.1.2. Pérdida de circulación.***

El riesgo de pérdida de circulación se da por areniscas no consolidadas, por eso se deberá controlar los parámetros de perforación principalmente cuando las bombas de lodo estén apagadas. A su vez, usar LCM como KWIK SEAL (*sellador high performance*) o BAROSEAL de forma preventiva.

#### ***4.1.3. Obstrucción de la línea de flujo.***

Es necesario tener siempre una bomba de perforación para inyectar la línea de flujo. Se deberá limpiar el possum belly (*depósito de la zaranda*) continuamente. Realizar buenas prácticas de perforación, HSI e hidráulica de broca. No se deberá exceder el 6% de carga de corte en el espacio anular.

#### ***4.1.4. Limpieza insuficiente del hoyo.***

Se deben monitorear los parámetros de perforación y retornos en las zarandas vibratoras. Para mejorar la capacidad de carga se puede usar BAROLIFT (*aditivo de suspensión*) para bombear 50 bbl de pastilla de limpieza cada 50 ft. También se debe asegurar los parámetros de perforación, tiempos de circulación, conexión y frecuencia de pastillas.

#### ***4.1.5. Hoyo apretado / Inestabilidad.***

Para seguir las recomendaciones DoS, escariar dos veces cada soporte. Verificar los parámetros en cada conexión. Una vez que se alcance la TD, circule para limpiar el pozo y luego desplace el fluido a PAD Mud para mantener la estabilidad del pozo mientras corre la tubería de revestimiento.

#### ***4.1.6. Producto agotado.***

Debe de haber suficiente producto y material en ubicación, a su vez existir un seguimiento estrecho de la logística.

## **4.2. PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES DE LA SECCIÓN 16”**

### ***4.2.1 Embolamiento***

Buenas prácticas de perforación, HSI e hidráulica de broca. En caso del Embolamiento en esta sección, se deberá bombear una pastilla de 30 bbl que contenga TUERCA DE PARED y surfactante. Se recomienda trabajar la cuerda mientras la pastilla está puesta.

#### ***4.2.2. Pérdida de circulación.***

Uso de material LCM como KWIK SEAL o BARO-SEAL y carbonato de Calcio medio y grueso de manera preventiva. Un fluido con AQUAGEL y X-TEND. Controlar los parámetros de perforación y retornos. Tener el material LCM listo en el lugar.

#### ***4.2.3. Obstrucción de la línea de flujo.***

Tener siempre una bomba de perforación para inyectar la línea de flujo. Limpiar el depósito de la zaranda continuamente. Buenas prácticas de perforación, HSI e hidráulica de broca. No se recomienda exceder 6% de carga de corte en el espacio anular. Se recomienda enfáticamente un índice de flujo de 1050 gpm., se debe mantener un máximo de 150 pies/hora como ROP si no se alcanza los 1050 gpm.

#### ***4.2.4. Limpieza insuficiente del hoyo.***

Monitorear los parámetros de perforación y retornos sobre agitadores. Para bombear 50 bbl de pastilla limpiadora cada 300-400 pies, BAROLIFT se puede utilizar para mejorar la capacidad del transporte. Asegurar buenas prácticas de perforación y recomendaciones sobre parámetros de perforación, tiempos de circulación, conexión y frecuencia de pastillas. Cada conexión verifica la carga del gancho, la presión de la bomba y el torque.

#### ***4.2.5. Hoyo apretado / Inestabilidad.***

Para seguir las recomendaciones DoS, escariar dos veces cada parada. Verificar los parámetros en cada conexión. Seguir el peso del lodo, curva y limpiaparabrisas.

Se deberá realizar el control según sea necesario. En esta sección es importante tener un buen caudal y minimizar el tiempo de exposición. A su vez tener una floculación selectiva para mantener buenas propiedades reológicas y un fluido limpio.

#### ***4.2.6. Producto agotado.***

Tener suficiente producto y material en ubicación CPF. Realizar un seguimiento estrecho de la logística. Elaborar un buen inventario de barita y producto para estabilidad del pozo.

### **4.3. PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES DE LA SECCIÓN 12 ½”**

#### ***4.3.1 Embolamiento.***

Realizar buenas prácticas de perforación, HSI e hidráulica de broca. En caso de formación de Embolamiento, se debe bombear una pastilla de 30 bbl que contenga TUERCA DE PARED Y Surfactante. Se recomienda trabajar la cuerda mientras la pastilla está puesta.

#### ***4.3.2. Pérdida de circulación.***

Agregar carbonatos medianos y gruesos, así como BATOTROL y BXR-L cuando se perforan conglomerados. Tener el material LCM listo en el lugar.

#### ***4.3.4. Limpieza insuficiente del hoyo.***

Monitorear los parámetros de perforación y retornos en vibradores. Para bombear 50 bbl de pastilla de limpieza cada 300 pies, se puede usar BAROLIFT para mejorar la capacidad de carga. Asegurar buenas practicas de perforación y recomendaciones de la DFG sobre parámetros de perforación, tiempos de circulación, conexión y frecuencia de pastilla. Cada conexión verifica la carga de gancho, la presión de la bomba y torsión. Para recibir comentarios del personal de registro de lodo sobre los recortes generados, verificando la forma y la calidad.

#### ***4.3.5. Hoyo apretado / Inestabilidad.***

Para seguir las recomendaciones DoS, escariar dos veces cada parada. Verificar los parámetros en cada conexión. Seguir el peso del lodo, curva y DFG.

Realizar el control del limpiaparabrisas según sea necesario, se recomiendan entre 40 y 60 horas entre los viajes del limpiaparabrisas. Durante Orteguzza y Conglomerados se debe agregar BAROTROL Y BXRL y se debe seguir la concentración. Después del viaje, es importante restaurar el inhibidor de arcilla y el estabilizador de esquito.

#### ***4.3.6. Producto agotado.***

Almacenar suficiente producto y material en locación y CPF, Tener un seguimiento cercano de logística. Elaborar un buen inventario de barita y productos para la estabilidad del pozo.

### **4.4. PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES DE LA SECCIÓN 8 1/2”**

#### ***4.4.1. Pérdida de circulación.***

Agregar carbonatos finos y medios, continuamente especialmente cuando se perforan arenisca U y T. Tener el material LCM listo en el lugar.

#### ***4.4.2. Limpieza insuficiente del hoyo.***

Monitorear de parámetros de perforación y retornos sobre agitadores para bombear 50 bbl de pastilla de limpieza cada 200-300 pies, se puede usa BAROLIFT para mejorar la capacidad de carga. Para asegurar buenas practicas de perforación y recomendaciones de DFG sobre los parámetros de perforación, tiempos de circulación, conexión y frecuencia de las pastilla. Cada conexión verifica la carga del gancho, la presión de la bomba y el torque. Para recibir comentarios del personal de registro del lodo

sobre los recortes generados, verificando la forma y la calidad. Tenga cuidado de no generar derrumbes de tamaño mediano o grande debido a posibles problemas de limpieza del pozo.

#### ***4.4.3. Hoyo apretado / Inestabilidad.***

Para seguir las recomendaciones de DoS, escariar dos veces cada soporte. Verifique los parámetros en cada conexión. Siga el control de peso, curva y DFG.

Recomendaciones, Realizar limpiaparabrisas de lodo como necesario. Mientras se perfora Napo, se debe agregar STEELSEAL, BAROTROL/BARABLOK y se debe seguir la concentración planificada. Agregue continuamente carbono de calcio de tamaño fino, mediano y grueso.

Peso de lodo y recomendación geomecánica dese seguirse cuidadosamente para evitar problemas. Los pozos de compensación han mostrado problemas en esta zona, a fin de minimizar problemas, se debe usar el peso del lodo correcto desde el principio.

Los recortes deben ser estrictamente monitoreados. Antes de ejecutar el revestimiento, se debe colocar unas pastillas de sellado abajo.

#### ***4.4.4. Producto agotado.***

Tener suficiente producto y material en ubicación y CPF. Realizar un buen inventario de barita y producto para la estabilidad del pozo.

#### ***4.4.5. Pega diferencial.***

Para mantener un filtrado más bajo, aplicar una estrategia de puenteo óptima y personalizada. Evitar dejar la tubería de perforación en estado estático durante tiempos prolongados, principalmente frente a arenisca U y T. Mantener material de contingencia en locación.

## **4.5. PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES DE LA SECCIÓN 6”**

### ***4.5.1. Pérdida de circulación.***

Agregar carbonatos medianos y grueso. Tener el material LCM listo en el lugar.

### ***4.5.2. Limpieza insuficiente del hoyo.***

Monitorear los parámetros de perforación y retornos en vibradores. Asegurar buenas prácticas de perforación y recomendaciones de la DFG sobre parámetros de perforación, tiempo de circulación, conexión y frecuencia de partilla, Cada conexión verifica la carga del gancho, la presión de la bomba y torsión.

Por recibir comentarios del personal de registro de lodo sobre recortes generados comprobando la forma y la calidad.

### ***4.5.3. Hoyo apretado / Inestabilidad.***

Para seguir las recomendaciones de DoS, escariar dos veces cada soporte. Verifique los parámetros en cada conexión. Siga la curva del peso del lodo y DFG.

Recomendaciones, añadir continuamente carbonato de calcio fino, medio y grueso. Los recortes deben ser estrictamente monitoreados. Antes de ejecutar el revestimiento, se debe colocar una pastilla de sellado abajo.

### ***4.5.4. Producto agotado.***

Tener suficiente producto y material en ubicación y CPF. Seguir la logística. Elaborar un buen inventario de carbonato de calcio y producto para estabilidad del pozo.



#### ***4.5.5. Patada en el pozo.***

Como toda zona productiva siempre existe el riesgo de eficiencia de pozos. Es importante monitorear el volumen del tajo y los retornos. Es recomendable mantener suficiente material para lastrar todo el sistema al menos en 1 ppg.

#### ***4.5.6. Pegado diferencial/ daños de formación.***

Para mantener un filtrado más bajo, aplicar una óptima y buena estrategia personalizada.

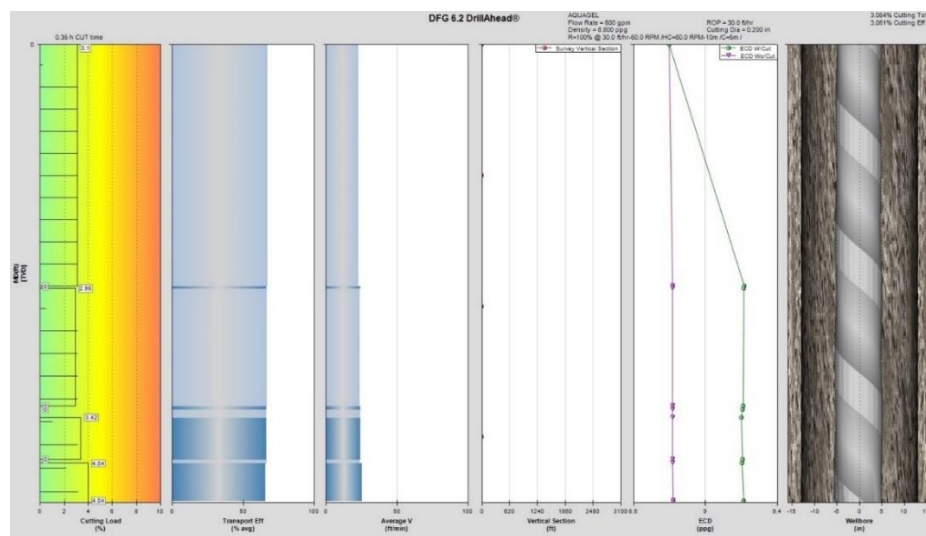
Para evitar dejar la tubería de perforación en estado estático durante tiempos prolongados. Se debe implementar una estrategia de puente con carbonato de calcio para minimizar el daño a la formación. Mantener material de contingencia en la locación.

## 4.6. OPTIMIZACIÓN DE LIMPIEZA DE POZOS Y SIMULACIONES EN EL CAMPO VILLANO

### 4.6.1. Sección 26''

En la siguiente figura se muestra una simulación de limpieza de pozos, utilizando 600 gpm, 60 rpm, 30 pies/h, 0 % de deslizamiento:

Figura 6. Simulación de limpieza de pozo, sección 26''



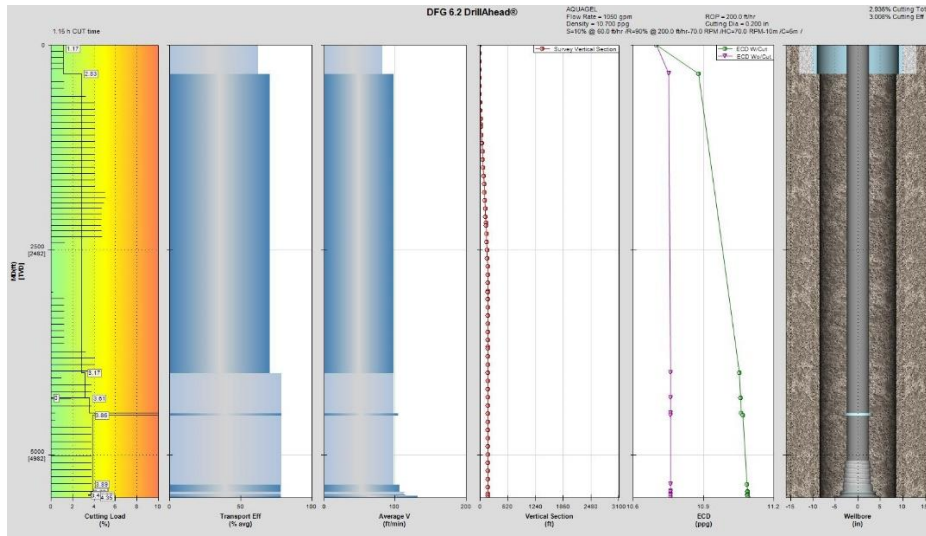
FUENTE: Estudio de Geología Agip.

Según simulación se espera una carga de corte del 3%, se recomienda circular 10 min antes de la conexión utilizando 60 rpm. Circule al menos 45 minutos a una hora antes de tropezar.

### 4.6.2. Sección 16''

En la siguiente figura se muestra una simulación de limpieza de pozos, utilizando 1050 gpm, 70 rpm, 200 pies/hora, 10 % de deslizamiento con 60 pies/hora:

Figura 7. Simulación de limpieza de pozo, sección 16''

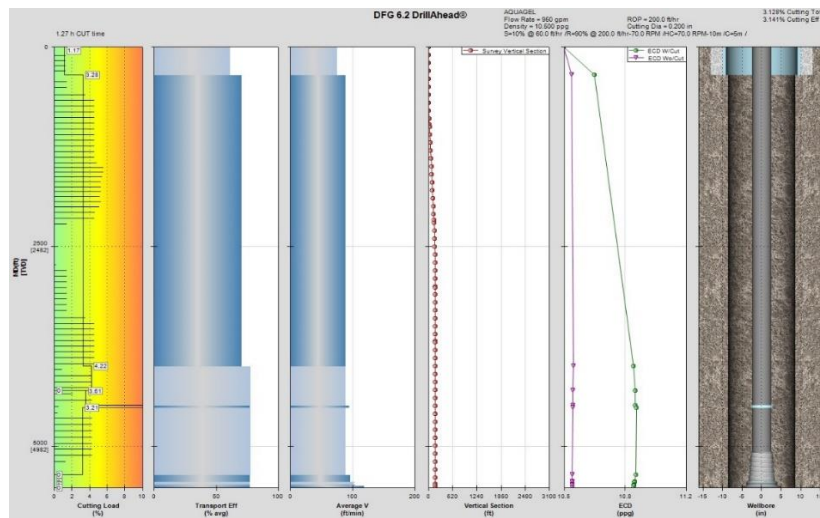


FUENTE: Estudio de Geología Agip.

Según simulación se espera una carga de corte del 2,936%, con algunas zonas con carga de corte superior al 4%, se recomienda circular 10 min antes de la conexión utilizando 70 rpm. Circule al menos 2,5 horas antes de tropezar.

En la siguiente figura se muestra una simulación de limpieza de pozos, usando solo 950 gpm, 70 rpm, 200 pies/hora, 10 % de deslizamiento con 60 pies/hora:

Figura 8. Simulación de limpieza de pozo, sección 16''

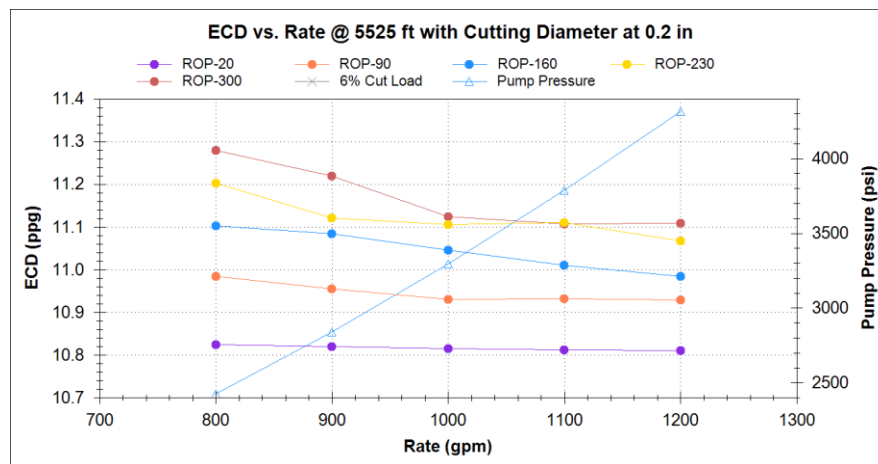


FUENTE: Estudio de Geología Agip.

## Optimización de limpieza de pozos

La siguiente figura muestra una simulación que considera varios caudales con diferentes ROP con un tamaño de corte fijo de 0,2 pulgadas:

Figura 9. Optimización de limpieza de pozo, sección 16''



FUENTE: Estudio de Geología Agip.

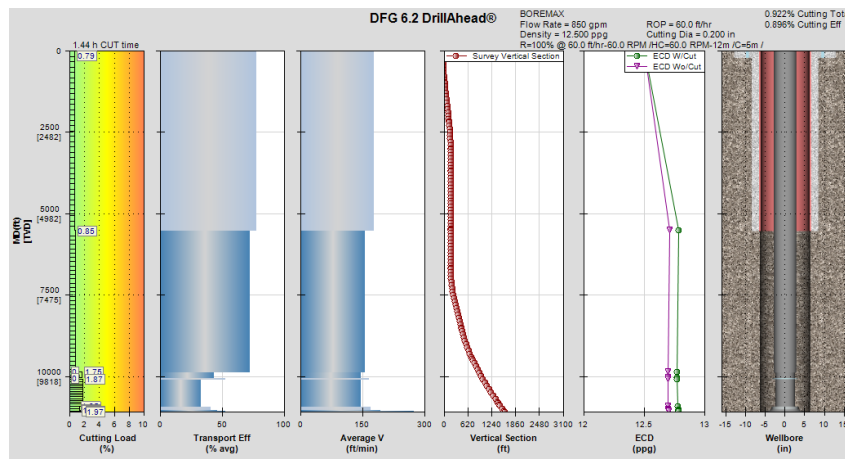
En la figura anterior, es posible ver que la perforación se puede realizar hasta 230 pies/hora usando 1050 gpm sin observar ningún problema importante con respecto a la limpieza del pozo, es posible ir más rápido, pero podría ser necesaria alguna optimización en los parámetros de perforación.

### 4.6.3. Sección 12 1/4''

#### Simulación de limpieza de agujeros

En la siguiente figura se muestra una simulación de limpieza de pozos, utilizando 850 gpm, 60 rpm, 60 ft/hr:

Figura 10. Simulación de limpieza de pozo, sección 12 1/4''



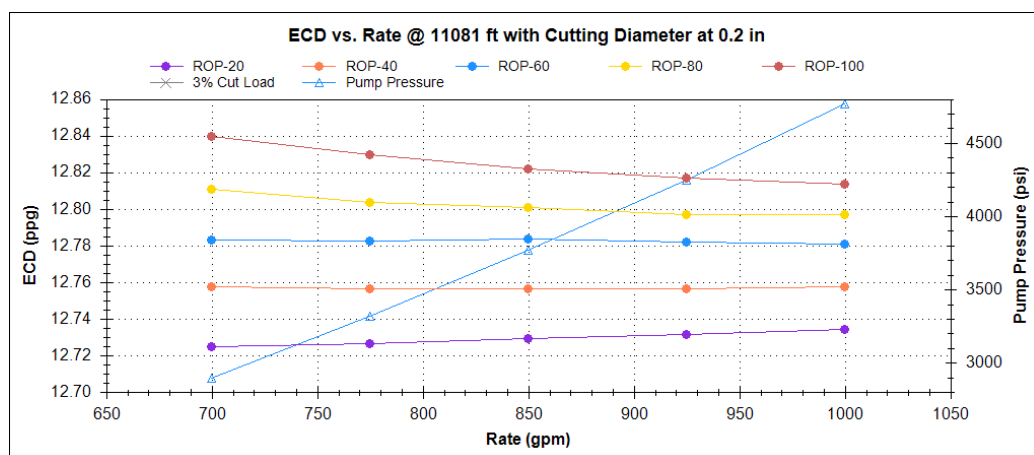
FUENTE: Estudio de Geología Agip.

Según simulación se espera una carga de corte de 0.922%, no existiendo zonas con carga de corte mayor a 1.5%, se recomienda circular 12 min antes de la conexión usando 60 rpm. Circule al menos 3 horas antes de tropezar. Las pastillas de limpieza deben bombearse cada 300 pies debido a la inclinación.

### Optimización de limpieza de pozos

La siguiente figura muestra una simulación que considera varios caudales con diferentes ROP con un tamaño de corte fijo de 0,2 pulgadas:

Figura 11. Optimización de limpieza de pozo, sección 12 1/4''



FUENTE: Estudio de Geología Agip.

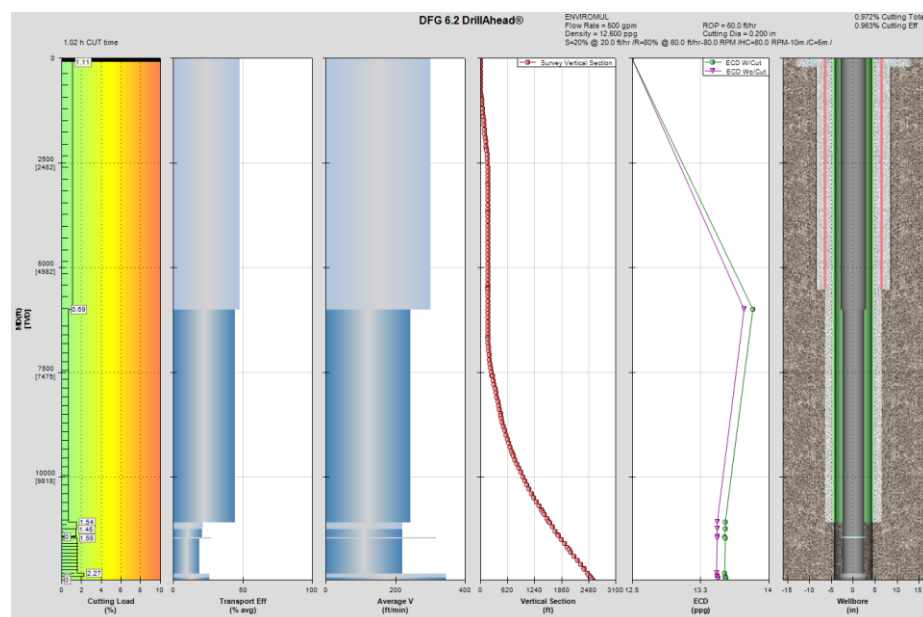
En la figura anterior, es posible ver que la perforación se puede realizar sin observar ningún problema importante con respecto a la limpieza del orificio.

#### 4.6.4. Sección 8 1/2''

##### Simulación de limpieza de agujeros

En la siguiente figura se muestra una simulación de limpieza de pozos, usando 500 gpm, 80 rpm, 60 pies/hora, deslizando 20% con 20 pies/hora:

Figura 12. Simulación de limpieza de pozo, sección 8 1/2''



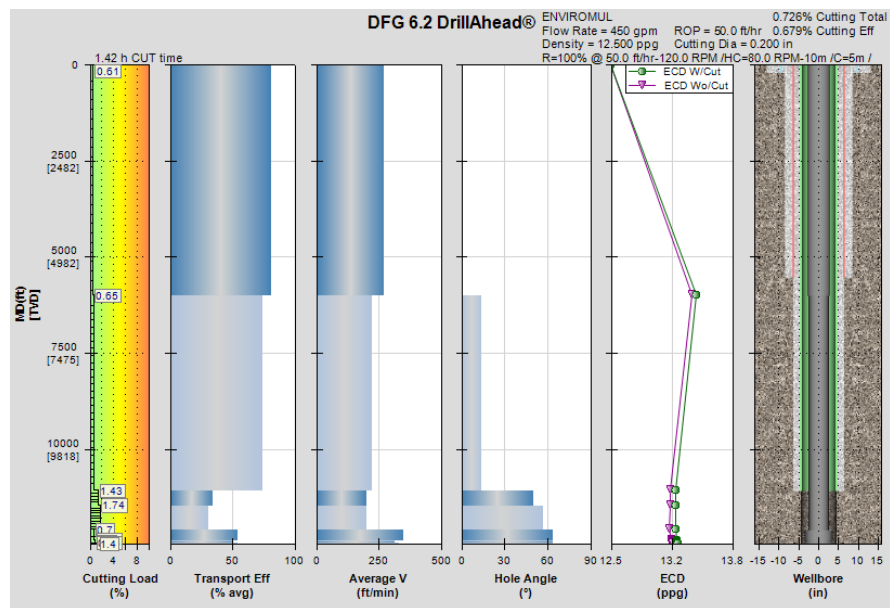
FUENTE: Estudio de Geología Agip.

Según simulación se espera una carga de corte del 0.972%, con algunas zonas con carga de corte superior al 2% por trabajo de ángulo y deslizamiento, se recomienda circular 12 min antes de la conexión usando 80 rpm. Circule al menos 2 horas antes de tropezar. Las pastillas de limpieza deben bombearse cada 200 a 300 pies debido a la inclinación.

## Simulación de limpieza de agujeros - Geopilot

En la siguiente figura se muestra una simulación de limpieza de pozos usando Geopilot, usando 450 gpm, 120 rpm, 50 ft/hr.

Figura 13. Simulación de limpieza de pozo, sección 8 1/2''



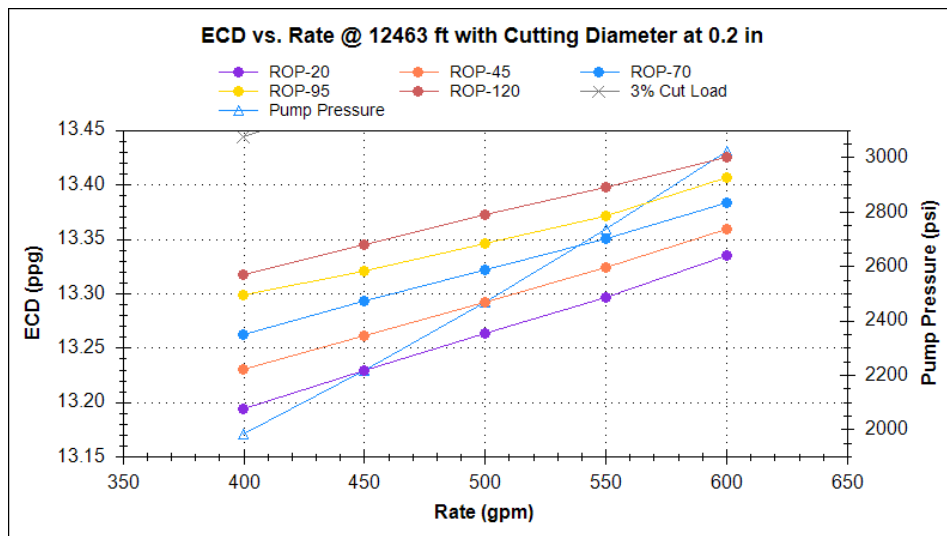
FUENTE: Estudio de Geología Agip.

Según simulación se espera una carga de corte de 0.726%, sin zonas con carga de corte mayor al 2%, se recomienda circular 10 min antes de la conexión usando 80 rpm. Circule al menos 2 horas antes de tropezar. Se debe evaluar el uso de pastillas limpiadoras.

## Optimización de limpieza de pozos

La siguiente figura muestra una simulación que considera varios caudales con diferentes ROP con un tamaño de corte fijo de 0,2 pulgadas:

Figura 14. Optimización de limpieza de pozo, sección 8 1/2''

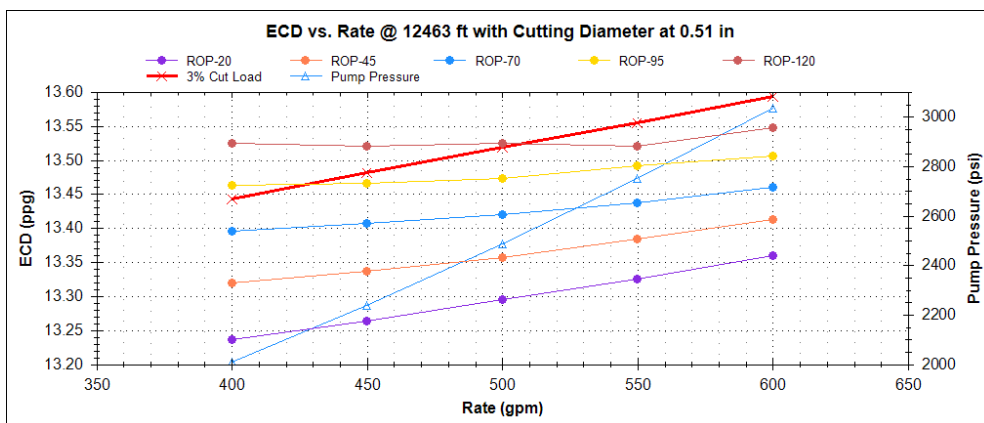


FUENTE: Estudio de Geología Agip.

En la figura anterior, es posible ver que la perforación se puede realizar sin observar ningún problema importante con respecto a la limpieza del orificio.

En caso de cierta inestabilidad del pozo y si se genera un tamaño de corte mayor, se debe volver a evaluar la limpieza del pozo, en el siguiente ejemplo (tamaño de corte de 1,5 cm), es fundamental controlar la ROP:

Figura 15. . Optimización de limpieza de pozo, sección 8 1/2''



FUENTE: Estudio de Geología Agip.

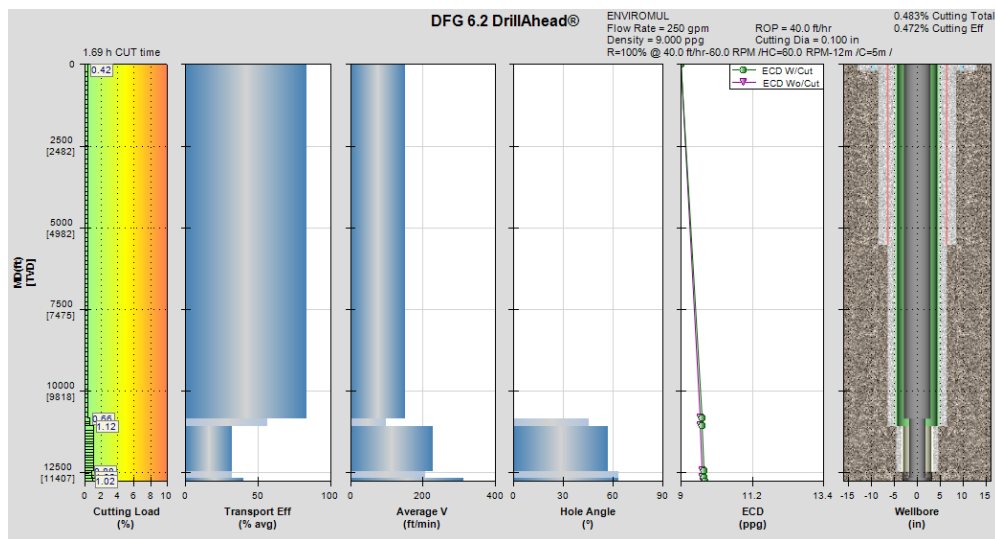


#### 4.6.5. Sección 6''

##### Simulación de limpieza de agujeros

En la siguiente figura se muestra una simulación de limpieza de pozos, usando 250 gpm, 60 rpm, 40 ft/hr:

Figura 16. Simulación de limpieza de pozo, sección 6''



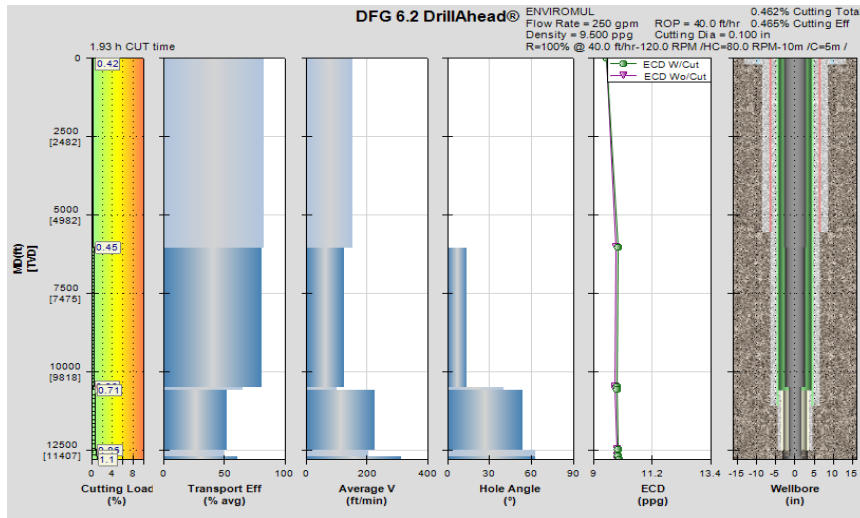
FUENTE: Estudio de Geología Agip.

Según simulación se espera una carga de corte de 0.483%, con algunas zonas con carga de corte de alrededor de 1.3% por ángulo, se recomienda circular 12 min antes de la conexión usando 60 rpm. Circule al menos 4 horas antes de tropezar. Las pastillas de limpieza deben bombearse cada 200 a 300 pies debido a la inclinación.

##### Simulación de limpieza de pozos-Geopilot

En la siguiente figura se muestra una simulación de limpieza de pozos usando Geopilot, usando 250 gpm, 120 rpm, 40 ft/hr:

Figura 17. Simulación de limpieza de pozo, sección 6''



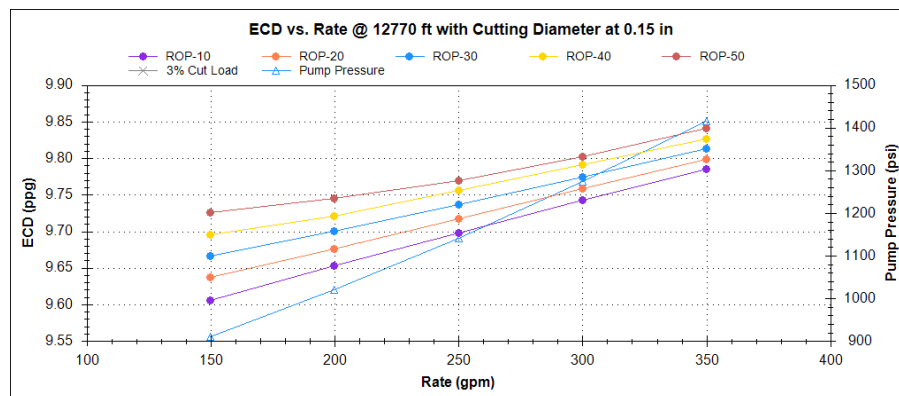
FUENTE: Estudio de Geología Agip.

Según simulación se espera una carga de corte de 0,462%, sin zonas con carga de corte superior al 1%, se recomienda circular 10 min antes de la conexión utilizando 90 rpm. Circule al menos 4 horas antes de tropezar. Se debe evaluar el uso de pastillas limpiadoras.

### Optimización de limpieza de pozos

La siguiente figura muestra una simulación que considera varios caudales con diferentes ROP con un tamaño de corte fijo de 0,2 pulgadas:

Figura 18. Optimización de limpieza de pozo, sección 6''



FUENTE: Estudio de Geología Agip.

# **CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **5.1 CONCLUSIONES**

- Los fluidos de perforación high performance y sintéticos utilizados en el campo Villano, presentaron problemas durante la perforación de este, tales como: Embolamiento, perdidas de circulación, obstrucción de la línea de flujo, limpieza insuficiente del hoyo, inestabilidad.
- En caso de pérdidas superficiales asociadas principalmente con areniscas o conglomerados no consolidados, podría ser necesario mezclar una pastilla que contenga material LCM en un fluido viscoso.
- En caso de pérdidas medias o severas después de 500 pies, se puede bombear una pastilla, evaluar la necesidad de remojar la pastilla durante 1 hora antes de reanudar la perforación y quitar el filtro de la bomba y cualquier restricción de BHA.
- La tubería atascada es una ocurrencia costosa y que requiere mucho tiempo. Se deben solicitar servicios y equipos técnicos especializados y requiere mucho tiempo debido a la pérdida de tiempo de perforación. La estabilidad del pozo sin revestimiento puede deteriorarse en el tiempo requerido para liberar la tubería atascada y volver a perforar.
- La reducción de la presión diferencial mediante la reducción del peso del lodo o técnicas de tubería en U se ha utilizado para liberar tuberías atascadas

diferencialmente. Sin embargo, puede causar más problemas y se deben considerar todos los factores antes de usar estas técnicas. La reducción de la presión hidrostática puede hacer que ciertas formaciones, generalmente lutitas, se vuelvan inestables. A menudo, esto conduce a obstrucciones y más problemas de tuberías atascadas. La reducción de la presión hidrostática puede conducir a problemas de control de pozos. Por estas razones, muchos operadores utilizan fluidos localizadores como su primera opción para liberar tuberías atascadas.

- La limpieza de pozos o el transporte de corte es una función importante de un fluido de perforación. La eficiencia de limpieza del pozo es la capacidad de un fluido de perforación para transportar recortes perforados a la superficie y suspender los recortes cuando el fluido de perforación está en un estado estático.
- La formación del lecho de recortes aún puede ocurrir incluso con las propiedades del lodo y las tasas de flujo optimizadas. La formación del lecho de recortes puede detectarse por un arrastre excesivo cuando el conjunto de fondo del pozo (BHA) se saca del pozo. Sin embargo, es posible detectar el problema potencial de la formación de lechos de recortes en una etapa anterior monitoreando las relaciones de presión de la tubería vertical/rendimiento de la bomba y correlacionando el volumen de recortes en las zarandas con la tasa de penetración (ROP).
- La capacidad del equipo de control de sólidos, específicamente los agitadores, para manejar altas tasas de flujo es un factor que a menudo no se tiene en cuenta al considerar la salida de la bomba. Esto es particularmente pertinente cuando se consideran lodos de emulsión inversa en pozos altamente desviados. Los lodos de emulsión inversa tienden a tener una reología alta cuando están fríos, y después de un viaje, el lodo puede tardar de 2 a 6 horas en diluirse significativamente para permitir mayores rendimientos de la bomba. Esto se puede superar cambiando el tamaño de las mallas vibratorias, esto puede requerir pasar de mallas de malla 180 a mallas de malla 100, lo que permite un aumento en los sólidos de baja gravedad (LGS). La solución es tener suficientes zarandas vibratorias para manejar tanto la reología de baja temperatura como el alto caudal.

- Las propiedades reológicas juegan un papel importante en la capacidad de limpieza de agujeros de un fluido. La reología debe ajustarse con precisión para maximizar la capacidad de carga de los recortes y minimizar las pérdidas de presión por fricción.
- A medida que aumenta la inclinación del pozo, la eliminación de los recortes se vuelve más difícil. Para una desviación del pozo de 0 a 40°, los recortes generalmente pueden suspenderse por las propiedades reológicas del fluido. Los ángulos de perforación superiores a 40° pueden hacer que los recortes caigan fuera de la corriente de fluido, formando lechos de recortes. Los ángulos de los orificios de 40 a 60° son los más difíciles de limpiar con eficacia. En estos ángulos, los lechos de recortes pueden deslizarse o caer en avalancha por el pozo, lo que complica la limpieza del pozo y posiblemente provoque problemas tales como tuberías atascadas.
- El aumento del peso del lodo provoca una mayor flotabilidad, lo que proporcionará una mejora significativa en la limpieza del pozo en cualquier inclinación del pozo. En la mayoría de los casos, la selección del peso del lodo suele estar predeterminada por las presiones intersticiales, la mecánica de rocas, las tensiones tectónicas in situ, el gradiente de fractura y la densidad requerida para estabilizar el pozo y evitar derrumbes en un pozo o ángulo de buzamiento determinados.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- En la sección 26” se debe monitorear continuamente la forma y la cantidad de recortes en las zarandas. El volumen de dilución y las concentraciones deben controlarse cuidadosamente. Antes de cada conexión, se deben analizar los siguientes parámetros: carga del gancho, par errático y presión para mantener limpia la línea de flujo y el depósito de las zarandas.
- En la sección 16” se deberá usar floculación selectiva para mantener un fluido limpio y con buenos valores reológicos. La floculación selectiva ayuda mucho a sacar los sólidos perforados del sistema. Monitorear continuamente la forma y la cantidad de recortes en las zarandas; a su vez, el volumen de dilución y las concentraciones deben controlarse cuidadosamente. Antes de cada conexión, se deben analizar los siguientes parámetros: carga del gancho, par errático, presión para mantener limpia la línea de flujo y depósito de zarandas.
- En la sección 12 ¼” monitorear continuamente la forma y la cantidad de recortes en las zarandas. El volumen de dilución y las concentraciones deben controlarse cuidadosamente. Antes de cada conexión, se deben analizar los siguientes parámetros: carga del gancho, par errático, presión. La floculación selectiva y una adecuada concentración de CLAY GRABBER en el sistema permitirán mantener un fluido limpio y de buenas propiedades. Tener en cuenta que las buenas prácticas de perforación son clave para lograr la sección TD de una manera más rápida pero segura. Se debe asegurar la limpieza previa del orificio de la carcasa, se verán 100 bbl de píldora viscosa en el fondo. Se debe evaluar el uso de lubricante sólido. Se debe agregar lubricante según sea necesario.
- En la sección 8 ½” Debido a la intercalación de diferentes formaciones y la alta probabilidad de inestabilidad del pozo, el peso del lodo y las concentraciones de DoS deben seguirse estrictamente, cualquier cambio debe analizarse y discutirse. Es imprescindible controlar la forma y la cantidad de corte en las zarandas. Se necesita retroalimentación de registro de lodo. El volumen de dilución y las

concentraciones deben controlarse cuidadosamente. Antes de cada conexión, se deben analizar los siguientes parámetros: carga del gancho, par errático, presión.

- En la sección 6" es imprescindible controlar la forma y la cantidad de corte en las zarandas. El volumen de dilución y las concentraciones deben controlarse cuidadosamente. Antes de cada conexión, se deben analizar los siguientes parámetros: carga del gancho, par errático, presión. Las buenas prácticas de perforación son clave para lograr la sección TD de una manera más rápida pero segura. Se debe asegurar la limpieza previa del orificio del revestimiento y agregar lubricante según sea necesario. Evitar el tiempo estático prolongado para la sarta de perforación.

# REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

## Bibliografía

- Ángel, A. J. (2012). *Metodología para identificar en tiempo real las zonas de inestabilidad geomecánica, y mitigas los riesgos durante la perforación de pozos petroleros*. Medellín, Colombia.
- Blandón, R. J., & Calvete, M. A. (2018). *Propuesta de un modelo de un pozo horizontal con el fin de mejorar la eficiencia de producción en un campo de Ecopetrol S.A.* Fundación Universidad América, Bogotá, D.C.
- Chiluisa, L. C., & Merino, B. J. (2018). *Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador*. Ecuador.
- Datalog. (2001). *Procedimientos y operaciones en el pozo*. Obtenido de [https://www.academia.edu/6472755/PROCEDIMIENTOS\\_Y\\_OPERACIONES](https://www.academia.edu/6472755/PROCEDIMIENTOS_Y_OPERACIONES)
- Devereux, S. (1998). *Practical Well Planning and Drilling Manual*. Tulsa, Oklahoma: PenWell Corporation.
- García, D. D. (2015). *Perforación Direccional para pozos de Hidrocarburos*. Universidad Autónoma Agraria, México.
- Gúzman, C. R. (2021). *Evaluación de las prácticas operativas durante la perforación de un pozo direccional con trayectoria tipo "J" con alto desplazamiento, ubicado al noroeste de la cuenca Oriente del Ecuador*. Universidad Estatal Península de Santa Elena, La Libertad, Ecuador.



- Hungerbühler, D., Steinmann, M., Winkler, W., Seward, D., Egüez, A., Peterson, D., . . .  
Hammer, C. (2002). Neogene stratigraphy and Andean geodynamics of southern  
Ecuador. *Earth-Science Reviews*, 75-124.
- Jiang, P., Taugbøl, K., Mathisen, A. M., Alterås, E., & Mo, C. (20 de Febrero de 2002).  
*SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*.  
Obtenido de ONE PETRO: <https://onepetro.org/SPEFD/proceedings-abstract/02FD/All-02FD/SPE-73709-MS/135435>
- Mahrous, R., Vader, R., Larreal, E., Navarro, R., Salmelid, B., Honey, A., . . . Rijnen, P.  
(25 de Octubre de 2016). *ONE PETRO*. Obtenido de SPE Asia Pacific Oil & Gas  
Conference and Exhibition: <https://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings-abstract/16APOG/All-16APOG/SPE-182286-MS/185358>
- Marquez, G. B. (2008). *Diseño de Trayectorias de perforación de pozos petroleros  
utilizando algoritmos genéticos*. Universidad de Los Andes, Mérida, Venezuela.
- Méndez, C. V. (2020). *ANALISIS DE LA SELECCION DE LOS FLUIDOS DE  
PERFORACION UTILIZADOS EN POZOS PETROLEROS DE UN CAMPO DE  
LA CUENCA ORIENTE*. Universidad Estatal Península de Santa Elena, La  
Libertad, Ecuador.
- Mendoza, N. E. (2020). *Cálculo del Ángulo de desviación de un pozo direccional tipo S*.  
Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, Unidad Ticomán, México.
- Osorio, E. (2020). *Formaciones limpias. Formaciones arcillosas. Formaciones  
complejas*.
- Patrice, B., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y  
Petróleo*. Ecuador: Petroamazonas EP.
- Prieto, O. A., Molero, J., Marpia, R. A., Sánchez, V., & Hernández, J. G. (Agosto de  
2002). *PDVSA*. Obtenido de Centro Internacional de Educación y Desarrollo

(CIED): <https://dokumen.tips/documents/manual-de-fluidos-de-perforacion-pdvsa-cied.html?page=2>

Proaño, S. J., & Villamarin, L. D. (2013). *Análisis técnico de los factores de pega de tubería en pozos perforados en la Amazonía Ecuatoriana*. Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.

*Propiedades de los lodos de perforación*. (22 de Mayo de 2017). Obtenido de <https://lodosdeperforacion.wordpress.com/contacto/>

*PTC SAC Industrial Minerals Greases and Lubricants*. (s.f.). Obtenido de [https://www.ptcsac.com/categoria.php?id\\_categoria=15](https://www.ptcsac.com/categoria.php?id_categoria=15)

Salazar, G. O. (2011). *Perforación Direccional*. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, México.

Santos, M. O. (2015). *Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos direccionales en la plataforma Drago Norte 2*. Escuela Politécnica Nacional., Quito. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9143/1/CD-6097.pdf>

Schlumberger. (2023). *Energy Glossary*. Obtenido de [https://glossary.slb.com/es/terms/w/water-base\\_drilling\\_fluid#:~:text=Un%20fluido%20de%20perforaci%C3%B3n%20\(lodo,%20cal%20potasio%20y%20silicato](https://glossary.slb.com/es/terms/w/water-base_drilling_fluid#:~:text=Un%20fluido%20de%20perforaci%C3%B3n%20(lodo,%20cal%20potasio%20y%20silicato).

Schlumberger, D. W. (2013). Fundamentos de los fluidos de perforación. *Oilfield Review*, 67-69.

Schlumberger. (2023). *Energy Glossary*. Obtenido de [https://glossary.slb.com/es/terms/o/oil-base\\_mud](https://glossary.slb.com/es/terms/o/oil-base_mud)

Soque, L. E., & Vásquez, J. A. (2012). *ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES CON ALTO ÁNGULO DE INCLINACIÓN EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO*. Escuela Politecnica Nacional, Quito.

Williamson. (2013). Fundamentos de los fluidos de perforación. *Oilfield Review Primavera*.

# ANEXOS

Figura 19. Mapa de bloques petroleros del Ecuador Continental.

