

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

DEPARTAMENTO DE PETRÓLEOS

**ANÁLISIS TÉCNICO DE VARIABLES Y PARÁMETROS DE
PERFORACIÓN PARA GARANTIZAR LA LIMPIEZA DEL HOYO EN
POZOS DE ALTO ÁNGULO EN EL CAMPO TIPUTINI**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIEROS EN PETRÓLEOS**

RODRIGO VINICIO JAMI COCHA

rodrigo_jami@outlook.es

JHOSELYN GABRIELA QUELAL IBUJÉS

jhoselyn.quelal@outlook.com

DIRECTOR: MBA. MARCO LOAIZA

mloaiza@sippec.com.ec

CODIRECTOR: MSc. RAÚL VALENCIA

raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Noviembre 2017

DECLARACIÓN

Nosotros, Rodrigo Vinicio Jami Cocha, Jhoselyn Gabriela Quelal Ibutés declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

RODRIGO JAMI COCHA

JHOSELYN QUELAL IBUJÉS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Rodrigo Vinicio Jami Cocha y Jhoselyn Gabriela Quelal Ibujés, bajo mi supervisión.

MBA. MARCO LOAIZA
DIRECTOR DEL TRABAJO
DE TITULACIÓN

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a Petroamazonas EP., por facilitarnos la información necesaria para el desarrollo de este trabajo de titulación, en especial a nuestro codirector Ing. David Almeida por la confianza ofrecida desde que llegamos a la empresa, por su disposición para aclarar nuestras inquietudes y compromiso en la investigación.

Agradecemos a nuestro director MBA. Marco Loaiza, por su desinteresada ayuda, por compartir su conocimiento técnico y su acertada dirección para este trabajo de titulación, además por la gestión con las empresas prestadoras de servicios quienes fueron un pilar fundamental en la comparación de resultados dando así, un valor agregado de confiabilidad a los resultados obtenidos en el trabajo de titulación.

Agradecemos a las Escuela Politécnica Nacional y a sus distinguidos docentes de la Facultad de ingeniería en Geología y Petróleos quienes como insignes galenos no solo medicaron nuestra mente con conocimientos científicos y técnicos si no también, nuestra alma con valores y principios de profesionalismo, en especial al ingeniero Raúl Valencia nuestro codirector por su apoyo en este trabajo de titulación.

Agradecemos a las empresas prestadoras de servicios por la flexibilidad en especial a los ingenieros, Francisco Beltrán, y José Brito por compartir sus conocimientos con nosotros y confiar en este trabajo de titulación.

Rodrigo Jami y Gabriela Quelal

AGRADECIMIENTO

A Dios, por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por darme la fuerza y el coraje para hacer este sueño realidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

Agradezco mi madre María Cocha, por su apoyo y cariño que ha sabido brindarme desde la infancia hasta ahora, por los valores que me ha inculcado, por escuchar y aconsejarme en los días más difíciles tanto académicos como de la vida, por tanto esfuerzo y sacrificio para que yo alcance este logro y sobre todo por ser un excelente ejemplo de vida a seguir. Te Quiero mamita María gracias por darme una carrera para mi futuro, todo esto te lo debo a ti.

A mi hermana Narcisa, por sus consejos, por preocuparse por mi cuando las cosas me salían mal y también por soportar a su hermano menor. A mi sobrino Alexander, quien es una bendición de Dios pues con sus ocurrencias trajo unión a nuestra familia, por recibirme con un abrazo cada día y calmar mis preocupaciones.

A Gaby, por el tiempo compartido y el apoyo a lo largo de la carrera, por haberme tenido la paciencia necesaria y por motivarme a seguir adelante en los momentos de desesperación, por haber sido una excelente compañera de tesis porque a pesar de los momentos difíciles que tuvimos pudimos salir adelante con nuestro trabajo.

A Nancy, por su apoyo incondicional, por ayudarme hasta donde era posible, incluso más que eso. Además por su gran calidad humana que me ha demostrado con su cariño.

A mis amigos Cristhian, Víctor, Freddy, Alex y Fernando, por su gran apoyo moral y humano, por confiar y creer en mí y haber hecho de mi etapa universitaria un trayecto de vivencias que nunca olvidaré.

Rodrigo Jami

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, por darme salud y sabiduría, por guiarme en toda mi vida, por levantarme las veces que he caído, por darme valor para seguir adelante y culminar mi carrera Universitaria.

A mis padres, por apoyarme en mis decisiones, por aconsejarme y enseñarme a tener libertad con límites, a no olvidar los valores que me han inculcado y hacer de mí una persona de bien. Les agradezco mami Maya y papi Arnulfo especialmente por todo el amor que me han brindado, por el esfuerzo y sacrificio que hicieron para culminar mi carrera. Por enseñarme que, con esfuerzo, dedicación y constancia todo se consigue.

A mi hermana Iralda por ser mi ejemplo, mi amiga y confidente por escucharme y apoyar mis ideas (aunque sean descabelladas), por acompañarme en mis desaciertos. Gracias Ira por enseñarme a ser perseverante y a elegir prioridades.

Agradezco a mi hermano Reinaldo, por ser mi primer profesor y primer amigo de travesuras, por tenerme paciencia, aunque sé que a veces soy insoportable, gracias Rey por cuidarme y elegirme como tu prioridad, por darle a mi vida alegría y tranquilidad.

A Rodrigo por su esfuerzo, dedicación y compromiso con este trabajo de titulación, por ser perseverante y firme a pesar de las adversidades. Gracias Rodry por ser mi amigo, por no abandonarme en los momentos difíciles y por compartir mis alegrías.

A mis amigos Victor, Cristhian, Freddy, Alex y Sebastián gracias chicos por su amistad, compañía y por haber hecho de mi carrera Universitaria una grata experiencia.

A los ingenieros Luis, Santiago, Armando, Julio, Cristhian y a todo el personal de Sinopec-248 por sus consejos y por compartir conmigo sus experiencias profesionales además de darme directrices para el desarrollo de este trabajo de titulación.

Gaby Quelal

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente, por permitirme llegar hasta este momento tan importante de mi formación profesional, además por su infinita bondad y amor.

A mi mami María Cocha, quien a lo largo de mi vida ha velado por mi bienestar y educación siendo mi apoyo en todo momento. Depositando su entera confianza en cada reto que se presentaba sin dudar ni un solo momento en mi capacidad. Su tenacidad, superación y lucha insaciable han hecho de ella, mi gran ejemplo a seguir.

A mi hermana Narcisa, por el ejemplo de una hermana mayor y de la cual aprendí aciertos y de momentos difíciles. A mi sobrino Alexander, para que vea en mi un ejemplo a seguir.

Este trabajo de titulación lo dedico a dos personas muy especiales en mi vida y aunque ya no se encuentren físicamente conmigo, yo sé que en todo momento al desarrollar este trabajo estuvieron conmigo, en las investigaciones, en mis desvelos, en mis momentos más difíciles, por eso a ustedes hermanos queridos Luis y Mirian les dedico mi esfuerzo donde se encuentren, hasta luego, porque algún día nos volveremos a encontrar.

Rodrigo Jami

DEDICATORIA

A Dios, por ser el motor de mi vida, quien me ha dado todo lo que tengo, sé que él no me abandonará y me bendecirá en el camino que me falta por recorrer

A mis padres que son el faro que ilumina mi existencia, sé que podré contar con ustedes siempre su amor es incondicional, mami y papi ustedes son el ejemplo más grande de amor, respeto y responsabilidad. Me han enseñado que todos los logros se consiguen a base de trabajo, constancia y honradez. En este título es para ustedes, aquí se refleja todo el esfuerzo y sacrificio que hacen por mí.

A mis hermanos que son el mejor regalo que Dios me ha dado, ustedes son mi admiración en mi vida personal y profesional, han inculcado en mi los deseos de superación y su gran corazón me motiva a ser una persona humilde y espero no defraudarlos. Para ustedes Ira y Rey este trabajo de titulación.

Gaby Quelal

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO	IX
LISTADO DE FIGURAS	XIII
LISTADO DE TABLAS	XV
RESUMEN	XVI
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. JUSTIFICACIÓN.....	2
1.2. OBJETIVO GENERAL	2
1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
CAPÍTULO 2	4
2. BASE TEÓRICA	4
2.1. PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	4
2.1.2. Pozos de alto ángulo y alcance extendido.....	4
2.2. TRANSPORTE DE RECORTES	5
2.2.1. Esfuerzo de corte	5
2.2.2. Velocidad de corte	5
2.2.3. Viscosidad Plástica	5
2.2.4. Punto Cedente	5
2.2.5. Modelos reológicos.....	6
2.2.5.1. Modelo plástico de Bingham	6
2.2.5.2. Modelo ley de potencia	6
2.2.5.3. Modelo de Herschel & Bulkley.....	7
2.3. VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA LIMPIEZA DEL HOYO.....	8
2.3.1. Efecto de los parámetros de perforación	8
2.3.1.1 Velocidad de rotación de la sarta de perforación (RPM).....	8
2.3.1.2. Tasa de penetración (ROP)	9
2.3.1.3. Tasa de flujo (GPM).....	10
2.3.2. Efecto del fluido de perforación.....	10
2.3.2.1. Efecto de la reología del fluido y el régimen de flujo.....	10
2.3.2.2. Densidad del fluido de perforación.....	11
2.3.3. Efecto de las propiedades de los recortes.....	11

2.3.3.1. Fuerzas que afectan en el transporte de recortes	11
2.3.3.2. Efecto del tamaño de los recortes	12
2.3.3.3. Efecto de la densidad de los recortes	12
2.3.4. Efecto de la configuración del pozo.....	13
2.3.4.1. Efecto del tamaño del espacio anular	13
2.3.4.2. Efecto del ángulo de inclinación	13
2.3.4.3. Efecto del perfil de pozo	13
2.4 DETERMINACIÓN DE LA VENTANA OPERACIONAL DE PRESIONES EN LA PERFORACIÓN.....	14
2.4.1. Geopresiones	14
2.4.2. Determinación de la presión de fractura y formación	16
2.4.2.1. Cálculo de la presión de fractura	16
2.4.2.2. Cálculo de la presión de formación.....	17
2.5. PREDICCIÓN DE LA VELOCIDAD MÍNIMA Y CAUDAL CRÍTICO.....	20
2.5.1. Método de Hopkins	20
2.5.1.1. Método de Moore.....	21
2.5.2. Método de Larsen.....	24
2.5.3. Método de Rubiandini	26
2.5.4. Determinación del caudal critico	29
CAPÍTULO 3.....	30
3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PERFORACIÓN EN LA PLATAFORMA TIPUTINI C	30
.....
3.1. GENERALIDADES DEL BLOQUE 43.....	30
3.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	30
3.3. GEOLOGÍA	31
3.3.1. Estratigrafía.....	32
3.4. DESARROLLO DE PERFORACIÓN EN LA PLATAFORMA TIPUTINI C.....	32
3.4.1. Historial de perforación de los pozos con alto ángulo de inclinación ($\vartheta > 50^\circ$)	33
3.4.2. Historial de ensamblajes de fondo utilizados en la perforación de pozos con alto ángulo de inclinación ($\vartheta > 50^\circ$).....	33
3.4.3. Fluidos de perforación utilizados en la perforación de pozos con alto ángulo de inclinación ($\vartheta > 50^\circ$) 34	
CAPÍTULO 4.....	36
4. ANÁLISIS TÉCNICO DE VARIABLES Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.	36
4.1. DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA.....	36
4.2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	36
4.2.1. Propiedades reológicas del fluido y parámetros de perforación	38
4.2.1.1. Sección 16"	38

4.2.1.2. Sección 12,25"	40
4.2.1.3. Sección 8,5"	42
4.2.2. Problemas operacionales durante la perforación de pozos de alto ángulo en la plataforma Tiputini C.	44
4.3. ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL BHA.....	46
4.3.1. Sección de 16"	46
4.3.2. Sección 12,25"	47
4.4. Estimación de la ventana operacional y caudal crítico durante la perforación de pozos de alto ángulo en la plataforma Tiputini C.	49
4.4.1. Datos del pozo TPTC-032.....	49
4.4.2. Resumen de resultados de la ventana operacional y caudal crítico del pozo TPTC-032	50
CAPÍTULO 5.....	52
5. DISEÑO DE VARIABLES Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	52
5.1. ESTUDIO DEL EFECTO DE LA DENSIDAD Y PROPIEDADES REOLÓGICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	52
5.1.1. Estudio del efecto de la densidad del fluido de perforación en el Qcrit.	52
5.1.2. Estudio del efecto de la viscosidad plástica del fluido de perforación en el Qcrit.	54
5.1.3. Estudio del efecto del punto cedente del fluido de perforación en el Qcrit.	55
5.2. ESTUDIO DEL EFECTO DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN (RPM Y ROP)	56
5.2.1. Estudio del efecto de las revoluciones por minuto (RPM) en el Qcrit.	57
5.2.2. Estudio del efecto de la tasa de perforación (ROP) en el Qcrit.	59
5.3. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON EL SIMULADOR DE UNA EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS.....	62
5.3.1. Resultados obtenidos con el software de la empresa A.	63
5.3.1.1. Análisis de sensibilidad del parámetro de perforación (RPM).....	63
5.3.1.1. Análisis de sensibilidad del parámetro de perforación (ROP).....	64
5.3.2. Resultados obtenidos con el software de la empresa B.	65
5.3.2.1. Análisis de sensibilidad de la densidad del fluido de perforación.....	65
5.3.2.2. Análisis de sensibilidad de la viscosidad plástica del fluido de perforación.	66
5.3.2.3. Análisis de sensibilidad del punto cedente del fluido de perforación.	67
5.3.2.4. Análisis de sensibilidad del parámetro de perforación (RPM).....	68
5.3.2.5. Análisis de sensibilidad del parámetro de perforación (ROP).....	69
5.3.3. Comparación de los resultados obtenidos en el trabajo de titulación con el software de las empresas prestadoras de servicios	71
5.3.3.1. Densidad del fluido de perforación.....	71
5.3.3.2. Viscosidad del fluido de perforación.....	71
5.3.3.3. Punto cedente del fluido de perforación.	71
5.3.3.4. Parámetro de perforación RPM.....	71
5.3.3.5. Parámetro de perforación ROP.	72

5.4. DISEÑO DE PROPIEDADES REOLÓGICAS Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	72
5.4.1. <i>Parámetros recomendados para la sección de 16"</i>	72
5.4.2. <i>Parámetros recomendados para la sección de 12,25"</i>	72
5.4.3. <i>Parámetros recomendados en la sección de 8,5"</i>	73
5.5. DISEÑO DE ACCIONES ADICIONALES PARA OPTIMIZAR LA LIMPIEZA DE HOYOS EN POZOS DE ALTO ÁNGULO DEL CAMPO TIPUTINI.	73
5.5.1. <i>Estaciones de circulación intermedias</i>	73
5.5.2. <i>Bombeo de píldoras</i>	77
5.5.3. <i>Prácticas operativas</i>	77
5.6. SELECCIÓN DE BHA.....	78
5.6.1. <i>Sección de 16"</i>	78
5.6.2. <i>Sección de 12,25"</i>	80
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	83
CONCLUSIONES.....	83
RECOMENDACIONES	84
SIMBOLOGÍA	86
BIBLIOGRAFÍA	87

LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 2. 1. ESFUERZO DE CORTE VS. VELOCIDAD DE CORTE PARA UN FLUIDO PLÁSTICO DE BINGHAM	7
FIGURA 2. 2. BHA CON ASENTAMIENTO DE RECORTES DEBIDO AL ÁNGULO DE INCLINACIÓN.....	9
FIGURA 2. 3. POZO HORIZONTAL CON T.P. ESTÁTICA (IZQUIERDA), Y POZO HORIZONTAL CON T.P. ROTANDO (DERECHA)	9
FIGURA 2. 4. FUERZA QUE ACTÚAN SOBRE LOS RECORTES EN POZOS INCLINADOS EN EL ANULAR	12
FIGURA 2. 5. SELECCIÓN DE PERFIL DE POZOS PARA OPTIMIZAR LA LIMPIEZA DE HOYOS	14
FIGURA 2. 6. VENTANA OPERACIONAL DE PRESIONES EN LA PERFORACIÓN Y ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.....	15
FIGURA 2. 7. TIPOS DE PRESIÓN PRESENTES EN LAS FORMACIONES.....	16
FIGURA 2. 8. RESPUESTA DEL “DC” CORREGIDO EN ZONAS DE TRANSICIÓN Y SOBREPRESIÓN	19
FIGURA 3. 1. MAPA DE UBICACIÓN DEL BLOQUE 43 (ITT)	30
FIGURA 3. 2. BLOQUE 43 (ITT) AMPLIADO	31
FIGURA 4. 1. FLUJOGRAMA DE LA METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DEL CAPÍTULO 4.....	37
FIGURA 4. 2. VISCOSIDAD PLÁSTICA VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 16”	39
FIGURA 4. 3. PUNTO CEDENTE VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 16”	39
FIGURA 4. 4. CAUDAL VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 16”	39
FIGURA 4. 5. REVOLUCIONES POR MINUTO VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 16”	40
FIGURA 4. 6. TASA DE PENETRACIÓN VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 16”	40
FIGURA 4. 7. VISCOSIDAD PLÁSTICA VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA 12,25”	41
FIGURA 4. 8. PUNTO CEDENTE VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 12,25”	41
FIGURA 4. 9. CAUDAL VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 12,25”	41
FIGURA 4. 10. REVOLUCIONES POR MINUTO VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 12,25”	42
FIGURA 4. 11. TASA DE PENETRACIÓN VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 12,25”	42
FIGURA 4. 12. VISCOSIDAD PLÁSTICA VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 8,5”	43
FIGURA 4. 13. PUNTO CEDENTE VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 8,5”	43
FIGURA 4. 14. CAUDAL VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 8,5”	43
FIGURA 4. 15. REVOLUCIONES POR MINUTO VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 8,5”	44
FIGURA 4. 16. TASA DE PENETRACIÓN VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA SECCIÓN 8,5”	44
FIGURA 4. 17. SISTEMAS DE PERFORACIÓN IMPLEMENTADOS EN EL ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA) POR HORAS DE PERFORACIÓN EN CADA POZO SECCIÓN 16”	46
FIGURA 4. 18. SISTEMAS DE PERFORACIÓN IMPLEMENTADOS EN EL ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA) POR HORAS DE PERFORACIÓN EN CADA POZO SECCIÓN 12,25”	48
FIGURA 4. 19. DENSIDAD EQUIVALENTE DEL FLUIDO VS PROFUNDIDAD	51
FIGURA 4. 20. CAUDALES CRÍTICOS Y CAUDAL UTILIZADO VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD)	51
FIGURA 5. 1. CAUDAL CRÍTICO DE HOPKINS VS PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD).....	53
FIGURA 5. 2. EFECTO DE LA DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN EL QCRIT MÉTODO HOPKINS.....	54
FIGURA 5. 3. EFECTO DE LA VISCOSIDAD PLÁSTICA EN EL QCRIT MÉTODO DE HOPKINS.....	55
FIGURA 5. 4. EFECTO DEL PUNTO CEDENTE DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN EL QCRIT.	56
FIGURA 5. 5. CAUDAL CRÍTICO DE PEDEN-RUBIANDINI-LARSEN VS PROFUNDIDAD (TVD)	57

FIGURA 5. 6. EFECTO DE RPM EN EL QCRIT MÉTODO RUBIANDINI	58
FIGURA 5. 7. EFECTO DE RPM EN EL QCRIT MÉTODO PEDEN	59
FIGURA 5. 8. EFECTO DE ROP EN EL QCRIT MÉTODO LARSEN.....	60
FIGURA 5. 9. EFECTO DE ROP EN EL QCRIT MÉTODO RUBIANDINI.....	61
FIGURA 5. 10. EFECTO DE ROP EN EL QCRIT MÉTODO PEDEN	62
FIGURA 5. 11. EFECTO DE LA RPM EN LA LIMPIEZA DEL HOYO SECCIÓN 16”	63
FIGURA 5. 12. EFECTO DE LA RPM EN LA LIMPIEZA DEL HOYO SECCIÓN 12,15”	63
FIGURA 5. 13. EFECTO DE LA ROP EN LA LIMPIEZA DEL HOYO SECCIÓN 16”	64
FIGURA 5. 14. EFECTO DE LA ROP EN LA LIMPIEZA DEL HOYO SECCIÓN 12,25”	64
FIGURA 5. 15. EFECTO DE LA DENSIDAD EN EL CAUDAL MÍNIMO SECCIÓN 16”	65
FIGURA 5. 16. EFECTO DE LA DENSIDAD EN EL CAUDAL MÍNIMO SECCIÓN 12,25”	66
FIGURA 5. 17. EFECTO DE LA VISCOSIDAD PLÁSTICA EN EL CAUDAL MÍNIMO SECCIÓN 16”	66
FIGURA 5. 18. EFECTO DE LA VISCOSIDAD PLÁSTICA EN EL CAUDAL MÍNIMO SECCIÓN 12,25”	67
FIGURA 5. 19. EFECTO DEL PUNTO CEDENTE EN EL CAUDAL MÍNIMO SECCIÓN 16”	67
FIGURA 5. 20. EFECTO DEL PUNTO CEDENTE EN EL CAUDAL MÍNIMO SECCIÓN 12,25”	68
FIGURA 5. 21. EFECTO DE LA RPM EN EL CAUDAL MÍNIMO SECCIÓN 16”	68
FIGURA 5. 22. EFECTO DE LA RPM EN EL CAUDAL MÍNIMO SECCIÓN 12,25.....	69
FIGURA 5. 23. EFECTO DE LA ROP EN EL CAUDAL MÍNIMO SECCIÓN 16”	70
FIGURA 5. 24. EFECTO DE LA ROP EN EL CAUDAL MÍNIMO SECCIÓN 12,25”	70
FIGURA 5. 25. CAUDAL CRÍTICO GENERADO EN LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS NUEVAS VARIABLES Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN ..	74
FIGURA 5. 26. COMPARACIÓN DEL CAUDAL NECESARIO Y EL CAUDAL CRÍTICO VS LA PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD) PARA LA ESTACIÓN DE CIRCULACIÓN INTERMEDIA N°1	75
FIGURA 5. 27. COMPARACIÓN DEL CAUDAL NECESARIO Y EL CAUDAL CRÍTICO VS LA PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD) PARA LA ESTACIÓN DE CIRCULACIÓN INTERMEDIA N°2	75
FIGURA 5. 28. COMPARACIÓN DEL CAUDAL NECESARIO Y EL CAUDAL CRÍTICO VS LA PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD) PARA LA ESTACIÓN DE CIRCULACIÓN INTERMEDIA N°3	76
FIGURA 5. 29. SISTEMAS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN LA PLATAFORMA TIPUTINI C (SECCIÓN 16”)	79
FIGURA 5. 30. VELOCIDAD DE CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN 16” DE ACUERDO AL SISTEMA DE PERFORACIÓN	80
FIGURA 5. 31. SISTEMAS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN LA PLATAFORMA TIPUTINI C (SECCIÓN 12,25”).....	81
FIGURA 5. 32. VELOCIDAD DE CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN 12,25” DE ACUERDO AL SISTEMA DE PERFORACIÓN	82

LISTADO DE TABLAS

TABLA 3. 2. INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS PERFORADOS CON ALTO ÁNGULO DE INCLINACIÓN ($\theta > 50^\circ$) EN LA PLATAFORMA TIPUTINI C.....	33
TABLA 4. 1. RESUMEN DE PROBLEMAS OPERACIONALES EN LOS POZOS ANALIZADOS CON ALTO ÁNGULO DE INCLINACIÓN EN LA PLATAFORMA TIPUTINI C.	45
TABLA 4. 2. RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN IMPLEMENTADOS EN EL BHA DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN 16"	46
TABLA 4. 3. RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN IMPLEMENTADOS EN EL BHA DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN 12,25"	48
TABLA 4. 4. DATOS DEL POZO TIPUTINI 032, PERFORADO EN EL CAMPO TIPUTINI (PLATAFORMA TIPUTINI C). ...	50
TABLA 5. 1. PARÁMETROS RECOMENDADOS SECCIÓN 16"	72
TABLA 5. 2. PARÁMETROS RECOMENDADO SECCIÓN 12,25"	73
TABLA 5. 3. PARÁMETROS RECOMENDADO SECCIÓN 8,5"	73
TABLA 5. 4. ESTACIONES DE CIRCULACIÓN INTERMEDIAS.....	74

RESUMEN

El objetivo principal del trabajo de titulación es mediante el análisis técnico de las propiedades del fluido, parámetros de perforación y el análisis de las condiciones de perforación que afectaron a la limpieza del hoyo en pozos de alto ángulo de inclinación en la plataforma Tiputini C., determinar los valores óptimos de las propiedades del fluido de perforación esto es densidad, viscosidad plástica, punto cedente, y optimizar los parámetros de perforación RPM y ROP para garantizar la limpieza del hoyo en pozos de alto ángulo de inclinación aplicable al campo Tiputini.

En el capítulo 1 se presenta la justificación, objetivos generales y específicos del trabajo de titulación.

En el capítulo 2 se desarrolla la base teórica, en la cual se basa el análisis de las variables y parámetros de perforación. En este capítulo, se presenta las correlaciones empíricas para predecir la ventana operacional de perforación y los métodos de Moore, Hopkins, Larsen, Peden et al., y Rubiandini para predecir el caudal crítico en el espacio anular de pozos con alto ángulo de inclinación.

En los capítulos 3 y 4, se realiza el análisis histórico de perforación en el campo Tiputini, delimitando el estudio para pozos con alto ángulo de inclinación ($\Theta > 50^\circ$) en la plataforma Tiputini C. Además, se desarrolla en el programa Microsoft Excel las correlaciones empíricas presentadas en el capítulo 2 para determinar la ventana operacional de perforación y estimar del caudal crítico utilizando los datos del pozo TPTC-032.

En el capítulo 5, se realiza el estudio del efecto en el caudal crítico debido a la variación de las propiedades del fluido y parámetros de perforación. Este estudio es comparado con simuladores de dos empresas prestadoras de servicios, esto con el objetivo de dar mayor confiabilidad a los resultados obtenidos en el trabajo de titulación. Para el diseño de las variables y parámetros de perforación se realiza el análisis de las mismas por formaciones, además se realiza el análisis de los sistemas de perforación implementados en el BHA, para recomendar el sistema de perforación óptimo tanto en velocidad de perforación como en limpieza del hoyo. Finalmente, se presenta las conclusiones y recomendaciones derivadas del presente trabajo de titulación.

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos productores de petróleo, es una de las áreas más importantes en la industria ya que permite la conexión entre el subsuelo y la superficie, esta etapa requiere de una serie de procesos para confirmar la existencia de hidrocarburos, por lo que necesita una considerable inversión económica y tecnológica.

En la perforación de pozos de alto ángulo se presentan varios problemas, uno de ellos es la limpieza del hoyo, una limpieza del hoyo ineficiente puede ocasionar diferentes problemas, muchos de ellos graves, incluyendo: empaquetamiento de la sarta de perforación, elevado torque y arrastre, menor tasa de penetración (ROP), dificultades para correr la tubería de revestimiento, fallas en la cementación primaria y etc.

En este trabajo de titulación se analiza los problemas de perforación presentados en la plataforma Tiputini C, en esta plataforma se perforan varios pozos desde una misma locación, por lo que presentan trayectorias con alto ángulo de inclinación y una sección tangente extensa en relación con la profundidad vertical verdadera (TVD menor a 4800 [pies]), lo que ha ocasionado el aumento en la caída de los recortes por el espacio anular formándose así, camas de recortes en la parte inferior de la sarta de perforación y el BHA, dificultando la limpieza del hoyo.

El análisis de limpieza del hoyo se lo realizó mediante el cálculo de caudal crítico (caudal mínimo necesario para transportar los recortes a superficie), en una hoja de cálculo Excel mediante el uso de cuatro correlaciones empíricas, esto con el fin de diseñar las variables y parámetros del fluido de perforación tales como: densidad, viscosidad plástica y punto cedente y parámetros de perforación tales como ROP y RPM. Esta investigación también fue corroborada con dos simuladores de compañías prestadoras de servicios para disminuir la incertidumbre de los resultados.

En base al historial de perforación, se analizó los ensamblajes de fondo utilizados en las secciones de 16" y de 12,25" que fueron las secciones objeto de estudio, esto con el fin de recomendar el sistema de perforación adecuado de acuerdo a los requerimientos de limpieza del hoyo y velocidad de perforación, además se recomienda prácticas operativas y acciones adicionales que se deberían implementar para que el proceso de perforación sea exitoso.

En el Campo Tiputini empezaron las operaciones de perforación en marzo de 2016, este Campo se encuentra fuera de la zona intangible del ITT, por lo que este estudio servirá de modelo para continuar con el desarrollo del Campo.

1.1. Justificación

Este trabajo de titulación dará un aporte a la industria petrolera en el área de perforación y será de utilidad para los ingenieros de perforación y fluidos de perforación, debido a que está directamente relacionada a la aplicación de los conceptos y conocimientos adquiridos en las actividades inherentes a la limpieza del hoyo, durante la perforación de pozos direccionales con alto ángulo de inclinación.

El desarrollo del Campo Tiputini es un hito histórico en el país debido a que la perforación de algunos pozos se realizó con significativo alcance (más de 6000 [ft]), y tomando en cuenta que el reservorio se encuentra a profundidades relativamente someras (TVD < 4800 [ft]), lo que implicó la construcción de trayectorias con tangentes largas. (Boas J., Almeida D., 2017[revista P&G]).

Estos pozos tienen ángulos de inclinación entre 50° - 75°, esto involucra retos ingenieriles tanto en la perforación como en la limpieza del hoyo. (Petroamazonas EP., 2017).

Las consecuencias o impactos negativos de una limpieza ineficaz del hoyo pueden variar desde la generación de un tiempo no productivo significativo hasta la pérdida del pozo, debido a las operaciones correctivas que consumen tiempo y recursos, estos pueden tener consecuencias financieras muy significativas que van desde decenas de miles a millones de dólares (USD). (Nwagu, et al., 2014).

Este trabajo de titulación pretende determinar variables, parámetros y procedimientos de perforación en combinación con la densidad del fluido, caudal crítico del fluido de perforación y ensamblaje de fondo, en base a los problemas presentados durante la perforación de pozos de alto ángulo de inclinación en la plataforma Tiputini C y mediante el uso de correlaciones matemáticas empíricas. El uso de simuladores de compañías prestadoras de servicios permitirá corroborar los resultados y así optimizar las variables y parámetros de perforación que garanticen la limpieza del hoyo en futuras perforaciones del Campo Tiputini.

1.2. Objetivo general

- Realizar el análisis técnico de variables y parámetros óptimos de perforación para garantizar la limpieza del hoyo en pozos de alto ángulo aplicable al Campo Tiputini.

1.3. Objetivos específicos

- Determinar las variables y parámetros de perforación que tienen principal influencia en la limpieza del hoyo en pozos de alto ángulo.

- Analizar las condiciones de perforación que afectaron a la limpieza del hoyo en pozos de alto ángulo en la plataforma Tiputini C.
- Determinar la ventana operacional de presiones durante la perforación y el rango de la densidad de trabajo del fluido de perforación.
- Predecir el caudal crítico del fluido de perforación mediante la aplicación de correlaciones matemáticas empíricas.
- Realizar el análisis técnico de variables y parámetros de perforación aplicados en los pozos que tienen alto ángulo de inclinación (mayor a 50°) en la plataforma Tiputini C.

CAPÍTULO 2

2. BASE TEÓRICA

2.1. Perforación direccional

La perforación direccional es una técnica que permite la desviación controlada de la broca, siguiendo una trayectoria definida hacia un objetivo predeterminado (target). Las trayectorias de largo alcance son solo la culminación de la evolución de la perforación direccional. Los primeros pozos direccionales no se perforaron de manera intencionada, esta técnica empezó a desarrollarse al final de 1920. (Felczak E, et al., 2011)

La perforación direccional permite minimizar costos de operaciones de perforación, debido a que ha logrado maximizar la recuperación de hidrocarburos en diferentes tipos de yacimientos. Entre las aplicaciones más comunes de este tipo de perforación están: pozos múltiples, pozos de alcance extendido, pozos horizontales, alcance de objetivos en locaciones inaccesibles, perforación de fallas, yacimientos bajo domos salinos, pozos de alivio, *side track*, etc. (Reyes Z., 2017).

2.1.2. Pozos de alto ángulo y alcance extendido

El propósito de la perforación de pozos de alcance extendido y alto ángulo es llegar y explotar yacimientos alejados ya sea en operaciones en tierra o costa fuera, donde por razones técnicas, económicas o ambientales no es posible perforar un pozo vertical (Sánchez J., 2008).

Con la perforación de pozos de alcance extendido se requieren menos pozos para drenar un yacimiento debido a la productividad que nos proporciona una mayor sección expuesta de yacimiento (Sánchez J., 2008).

En este tipo de perforación se tienen que tomar en cuenta diversos parámetros para que el proceso sea exitoso, estos pueden ser:

- Estabilidad Mecánica del agujero.
- Limpieza de los recortes de perforación.
- Hidráulica de perforación.
- Presión de Poro y Gradientes de Fractura.

2.2. Transporte de recortes

2.2.1. Esfuerzo de corte

Es la fuerza opuesta al flujo, es decir, es el esfuerzo tangencial que tiende a deformar al elemento fluyente. En otras palabras, es la fuerza requerida para mantener una velocidad particular de flujo del fluido y se mide como una fuerza por unidad de área, se expresa en [dinas/cm²] (Prieto A., 2010).

2.2.2. Velocidad de corte

Es la velocidad a la cual se desenvuelve el esfuerzo de corte de un fluido en comportamiento dinámico de desplazamiento. La velocidad de corte es la relación entre la velocidad relativa [ft/s] y la distancia relativa [ft], es decir, es la velocidad a la cual una capa pasa delante de la otra y se expresa en [s⁻¹]. La velocidad de corte varía en cada punto del sistema de circulación, resultando máxima en las toberas de la broca y mínima en los tanques de superficie. (Prieto A., 2010).

2.2.3. Viscosidad Plástica

Mide la resistencia del fluido a fluir, causada principalmente por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y la fase líquida. Es afectada por la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en el fluido de perforación, la viscosidad plástica se expresa en [cp]. Afecta la hidráulica porque influye notablemente en el aumento del DEC y en consecuencia en las caídas de presión. Esta viscosidad debe mantenerse en el mínimo valor posible y nunca debería ser mayor a dos veces la densidad del fluido de perforación. (Prieto A., 2010).

La viscosidad plástica es directamente proporcional a la cantidad de sólidos presentes en el fluido, adicionalmente un incremento de los sólidos ocasiona una reducción del líquido libre presente en el fluido de perforación. La bombeabilidad del fluido de perforación es función de la cantidad de líquido presente, esto quiere decir mientras más líquido más fácil de bombear y mientras menos líquido más difícil de bombear. (Schlumberger, 2015).

2.2.4. Punto Cedente

Es la fuerza requerida para iniciar el movimiento del fluido, causada por las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas suspendidas en el fluido de perforación, y se expresa en [lb/100 ft²]. El punto cedente es una propiedad del fluido de perforación encargada del acarreo de los recortes perforados, puede detener o desacelerar la migración de recortes y mejorar la relación de transporte. (Schlumberger, 2015).

2.2.5. Modelos reológicos

Reología de los fluidos, ciencia que estudia la capacidad y comportamiento del flujo de fluidos. Los modelos reológicos de las fuerzas viscosas presentes en el fluido de perforación son una relación matemática que nos permite caracterizar la naturaleza reológica de un fluido, estudiando la deformación dada a una tasa de corte específica. Los modelos reológicos generalmente utilizados por los ingenieros de perforación para aproximar el comportamiento del fluido son: 1) el modelo plástico de Bingham; 2) el modelo de ley de potencia; y 3) modelo de Herschel-Bulkley. (Bedoya M., Cardona N., 2009).

2.2.5.1. Modelo plástico de Bingham

Un fluido plástico de Bingham no fluirá hasta que el esfuerzo de corte aplicado τ exceda un cierto valor mínimo de punto cedente τ_y , conocido como el límite de elasticidad. Después de superado el límite de elasticidad, los cambios en el esfuerzo de corte son proporcionales a los cambios en la velocidad de corte y la constante de proporcionalidad se denomina viscosidad plástica, μ_p . Las ecuaciones 2.1 hasta 2.3 son válidas sólo para flujo laminar. (Bourgoyne A., Millheim K., Chenevert M., Young F., 1986 (p133)).

$$\tau = \mu_p \gamma + \tau_y; \tau > \tau_y \quad (2.1)$$

$$\gamma = 0; -\tau_y \leq \tau \leq +\tau_y \quad (2.2)$$

$$\tau = \mu_p \gamma - \tau_y; \tau < -\tau_y \quad (2.3)$$

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (2.4)$$

$$\tau_y = \theta_{300} - \mu_p \quad (2.5)$$

Dónde:

τ : Esfuerzo de corte.

γ : Velocidad de corte.

μ_p : Viscosidad plástica [cp].

τ_y : Punto cedente, [lbf/100ft²].

θ_{600} : Lectura del reómetro a una velocidad de 600 [rpm].

θ_{300} : Lectura del reómetro a una velocidad de 300 [rpm].

Una representación gráfica de este comportamiento se muestra en la figura 2.1.

2.2.5.2. Modelo ley de potencia

Este modelo se utiliza para representar el comportamiento de un fluido pseudoplástico ($n < 1$), un líquido newtoniano ($n = 1$) o un fluido dilatante ($n > 1$). La ecuación 2.6 es válida sólo para flujo laminar. Al igual que el modelo plástico de Bingham, el modelo de ley de potencia requiere dos parámetros para la caracterización de fluidos. (Bourgoyne et al., 1986 (p134)).

El parámetro k normalmente se denomina índice de consistencia del fluido y el parámetro n se denomina usualmente el exponente de la ley de potencia o el índice de comportamiento de flujo. La desviación del índice de comportamiento de flujo adimensional de la unidad caracteriza el grado en que el comportamiento del fluido es no newtoniano. Las unidades del índice de consistencia k dependen del valor de n . (Bourgoyne et al., 1986 (p134)).

$$\tau = k(\dot{\gamma})^{n-1}\dot{\gamma} \quad (2.6)$$

$$n = 3,32 \log \left(\frac{\Theta_{600}}{\Theta_{300}} \right) \quad (2.7)$$

$$k = \frac{510\Theta_{300}}{511^n} \quad (2.8)$$

Dónde:

τ : Esfuerzo de corte.

$\dot{\gamma}$: Velocidad de corte.

n : Índice de comportamiento de flujo [adimensional].

k : Índice de consistencia del fluido [cp].

Θ_{600} : Lectura del reómetro a una velocidad de 600 [rpm].

Θ_{300} : Lectura del reómetro a una velocidad de 300 [rpm].

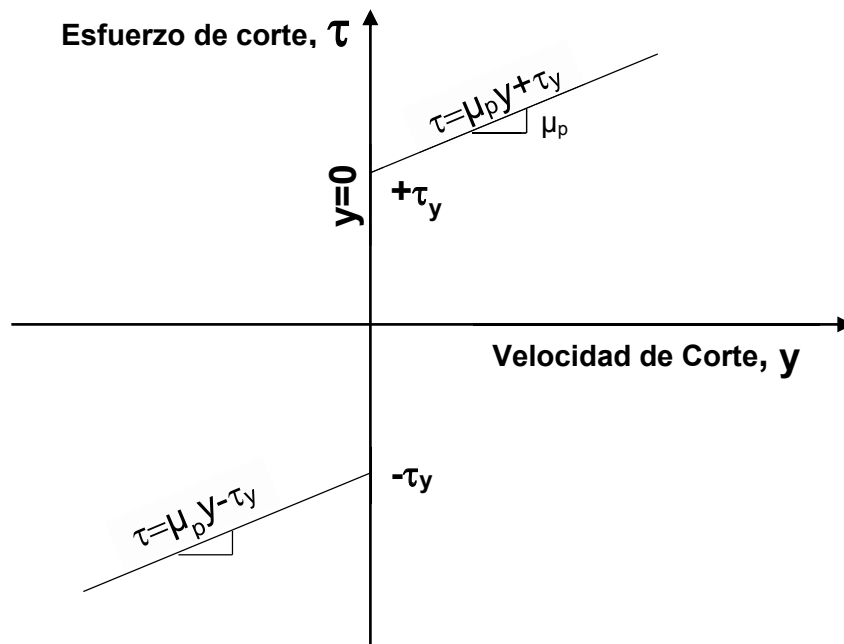


Figura 2. 1. Esfuerzo de corte vs. Velocidad de corte para un fluido plástico de Bingham
Fuente: *Applied drilling engineering*, Bourgoyne et al. (1986) (modificado por Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal)

2.2.5.3. Modelo de Herschel & Bulkley

A diferencia del modelo de ley de potencia, este modelo asume que el fluido de perforación tiene un cierto límite de elasticidad. Por lo tanto, es la versión modificada del modelo de ley

de potencia. Este modelo de tres parámetros, propuesto por Herschel & Bulkley, describe el comportamiento de elasticidad de los fluidos pseudoplásticos. (Gucuyener, 1983).

$$\tau = \tau_y - k\gamma^n; \tau > \tau_y \quad (2.9)$$

$$\gamma = 0; \tau < \tau_y \quad (2.10)$$

Dónde:

τ : Esfuerzo de corte.

γ : Velocidad de corte.

n : Índice de comportamiento de flujo [adimensional].

k : Índice de consistencia del fluido [cp].

2.3. Variables que influyen en la limpieza del hoyo

De acuerdo con Bizanti & Alkafeef (2003), la optimización de la limpieza de hoyos sigue siendo uno de los mayores desafíos al planificar y perforar pozos de alto ángulo y de alcance extendido. El transporte eficiente de los recortes es un factor muy importante que se debe tener en cuenta durante las operaciones de perforación, debido a que existe una alta tendencia a la formación de camas de recortes en la parte baja del ensamblaje de fondo (BHA) que puede conducir a varios problemas.

La limpieza del hoyo se va complicando conforme el ángulo de inclinación aumenta ya que los recortes se asientan con mayor facilidad, formando camas de recortes en secciones que difieren de la vertical y en partes horizontales del pozo (figura 2.2).

2.3.1. Efecto de los parámetros de perforación

2.3.1.1 Velocidad de rotación de la sarta de perforación (RPM)

En pozos inclinados y horizontales la rotación de la sarta influye en la limpieza del hoyo, esto se debe a que la tubería se mueve del lugar donde se encuentre la cama de recortes, permitiendo que el flujo del fluido de perforación pueda pasar por esta y remover los recortes limpiando el pozo directamente (figura 2.3).

Bassal (1995) concluyó que la rotación de las tuberías tiene un efecto moderado a significativo en la limpieza de hoyos, por otra parte, en el modelo de Larsen (1997) no se considera el efecto de RPM, además afirmó en sus estudios que la rotación de la tubería no tiene efecto en el cálculo de caudal crítico.

Sánchez et al. (1999) demostraron que la rotación de la tubería de perforación tiene un efecto significativo en la limpieza del hoyo, también concluyeron que, en pozos horizontales, con un caudal bajo y con alta rotación de la tubería de perforación (RPM) el transporte de los recortes mejora. (Ranjbar R, 2010).

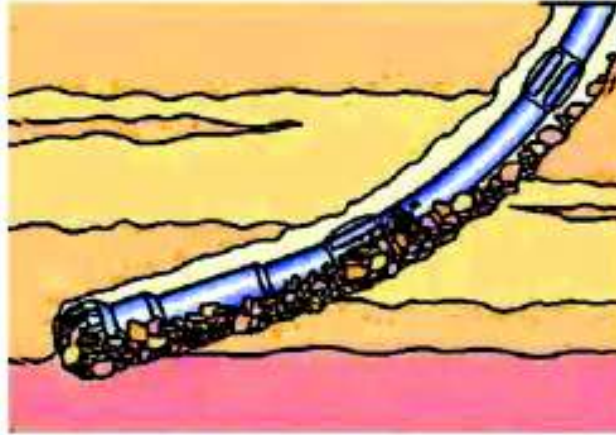


Figura 2. 2. BHA con asentamiento de recortes debido al ángulo de inclinación
Fuente: Rojas, 2012.

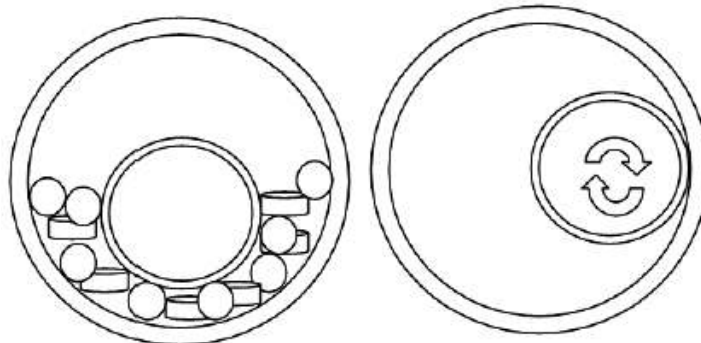


Figura 2. 3. Pozo horizontal con T.P. estática (izquierda), y pozo horizontal con T.P. rotando (derecha)
Fuente: Darley, 1988.

2.3.1.2. Tasa de penetración (ROP)

La tasa de penetración (ROP) tiene un efecto significativo en la limpieza del hoyo, ya que, si el ritmo se incrementa, el volumen de recortes dentro del espacio anular incrementa, por lo tanto, la concentración de recortes conduce a aumentar la densidad del fluido de perforación, y a su vez aumenta la densidad equivalente de circulación. Por lo tanto, es importante limpiar el hoyo lo más eficazmente posible. Se recomienda tener un ritmo de penetración (ROP) con el cual no se creen demasiados recortes, ni se deba exigir un requerimiento hidráulico excesivo (Jiimaa G, 2013).

2.3.1.3. Tasa de flujo (GPM)

La tasa de flujo provee fuerza para levantar los recortes y llevarlos fuera del pozo. En pozos altamente desviados, la tasa de flujo combinada con agitación mecánica, son los factores más importantes para la limpieza del hoyo. La cantidad de recortes removidos incrementa con el aumento de la velocidad anular y las propiedades reológicas del fluido de perforación. El máximo valor de la tasa de flujo está restringido por las dimensiones del taladro, limitaciones del pozo y los regímenes de flujo. (Acuña A & Pilicita G, 2013).

En estudios experimentales Jiima (2013), determinó que la demanda de tasa de flujo mínima para limpiar el hoyo aumenta con inclinación. La formación de camas de recortes se correlaciona con la tasa de flujo, cuando la tasa de flujo es menor que la tasa de flujo mínima requerida, las partículas comienzan asentarse en la parte inferior del pozo y en el ensamblaje de fondo (BHA) formando camas de recortes en el anular.

2.3.2. Efecto del fluido de perforación

2.3.2.1. Efecto de la reología del fluido y el régimen de flujo

El mecanismo de movimiento de los recortes resulta del levantamiento del fluido y de las fuerzas de arrastre que actúan sobre la cama de recortes. En flujo laminar, la fuerza de arrastre domina, mientras que en flujo turbulento la fuerza de elevación es más importante. Esto determina que los efectos de la reología del fluido y del régimen de flujo son mutuamente dependientes. En flujo turbulento, un YP más bajo resulta en una intensidad turbulenta más alta y por lo tanto una fuerza de elevación más alta para transportar los recortes por mutación. Reducir así el YP en flujo turbulento reducirá el caudal crítico y mejorará la limpieza del orificio, mientras que, en flujo laminar, sin embargo, un YP más alto corresponde a una mayor fuerza de arrastre del fluido que elimina los recortes como cama deslizante. Se prefieren YP altos en flujo laminar para la limpieza de hoyos. (Luo Y., Bern P., Chambers B., 1994).

Li & Walker S., (1999), concluyeron que para pozos horizontales/casi horizontales, la limpieza de hoyos es más eficiente si se bombea un fluido de baja viscosidad en un régimen de flujo turbulento en lugar de un fluido de alta viscosidad en laminar. Mientras que para pozos verticales/casi verticales, la limpieza de hoyos es más eficiente si se bombea un fluido de alta viscosidad en régimen de flujo laminar en lugar de un fluido de baja viscosidad en flujo turbulento.

2.3.2.2. Densidad del fluido de perforación

Gabriel C., (2016), realizó un resumen de una serie de experimentos de laboratorio y de campo que se han llevado a cabo para determinar la velocidad anular mínima necesaria para remover los recortes, y para investigar los efectos de las propiedades de los fluidos de perforación y su capacidad de acarreo. Donde concluyó que la densidad del fluido de perforación es directamente proporcional a la capacidad de carga de los recortes perforados, es decir, un aumento de la densidad del fluido de perforación mientras se mantienen sus otras propiedades lo más constante posible resulta en un aumento de la capacidad de carga de los recortes.

Los problemas de estabilidad del pozo tienen lugar cuando los esfuerzos en las paredes del hoyo exceden la resistencia de la roca, para prevenir este inconveniente se utiliza un programa de fluidos de perforación donde se controla la composición y el peso del fluido, para ello se utiliza el concepto de “ventana operacional de presiones en la perforación”.

2.3.3. Efecto de las propiedades de los recortes

Los recortes de perforación, son fragmentos de roca resultantes de la perforación de un pozo y representa el sólido más importante en los pozos cuando no existe material de derrumbe, los recortes varían de tamaño dependiendo de las condiciones que se tengan en la perforación, varían desde partículas de tamaño arcilla hasta grava gruesa. (Shell, 2003).

El tamaño y densidad de los recortes influye en la limpieza del hoyo, su incremento altera la velocidad de deslizamiento de los recortes, esto hace que el transporte sea más difícil.

2.3.3.1. Fuerzas que afectan en el transporte de recortes

Existen varias fuerzas que juegan un factor importante durante la limpieza del pozo y están divididas en dos grupos. (Shell E. & P., 2003).

- 1) Fuerzas de sedimentación**, se dividen en fuerzas de gravitación y fricción.
 - La fuerza de gravitación hace que los recortes se sedimenten y formen una cama de recortes.
 - La fuerza de fricción actúa contra el movimiento de recortes y se desliza sobre la superficie del pozo.

2) **Fuerzas de transporte**, están divididas en fuerzas ascendentes y de arrastre.

- Las fuerzas ascendentes levantan y transportan los recortes con la corriente del flujo de fluido bombeado, se producen debido a la distribución asimétrica de la velocidad del fluido alrededor de los recortes o por el flujo turbulento.
- La fuerza de arrastre mueve los recortes fuera de la cama.

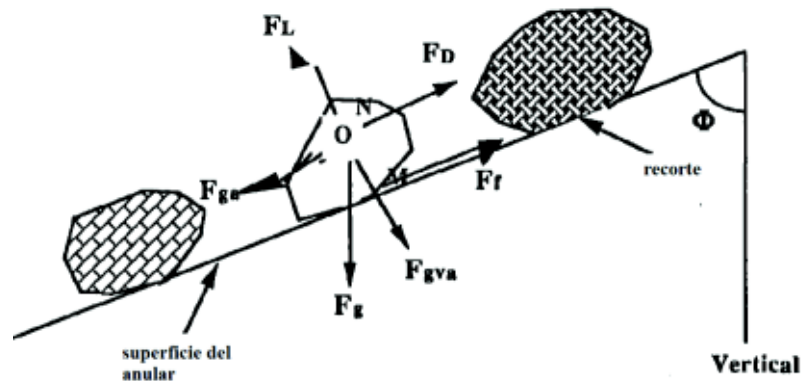


Figura 2. 4. Fuerza que actúan sobre los recortes en pozos inclinados en el anular
Fuente: *Comprehensive Experimental Investigation of Drilled Cuttings Transport in Inclined Wells Including the Effects of Rotation and Eccentricity*, 1990.

2.3.3.2. Efecto del tamaño de los recortes

El resultado de las simulaciones de Jiimaa (2013), muestra que para pozos con ángulo de inclinación hasta 30° desde la vertical, el transporte de tres tamaños de recortes se comporta de manera similar. Sin embargo, en pozos con alto ángulo de inclinación para el tamaño de recorte más grande, se requiere más caudal para limpiar el hoyo.

En general, recortes de gran tamaño y pesado dificultan la limpieza del hoyo y requieren mayores caudales de bombeo y el uso de fluidos de alta viscosidad.

2.3.3.3. Efecto de la densidad de los recortes

En su simulación Jiimaa (2013), mostró que los recortes con una densidad menor son más fáciles de remover del hoyo. A medida que aumenta la densidad de los recortes, se requiere un mayor caudal para limpiar el hoyo.

2.3.4. Efecto de la configuración del pozo

2.3.4.1. Efecto del tamaño del espacio anular

Cuando el tamaño del espacio anular varía de un diámetro pequeño a un diámetro ligeramente más grande, el caudal crítico del fluido de perforación aumenta en 60% para inclinaciones casi verticales. Para las inclinaciones mayores de 35°, el caudal crítico se hace constante en torno al 58% con respecto al diámetro del hoyo pequeño. Mientras que el caudal crítico se duplica cuando el tamaño del espacio anular aumenta de un diámetro pequeño a un diámetro más grande. La inclinación del agujero no tiene tanto impacto para ángulos intermedios y mayores desde la vertical. En general, el menor aumento en el tamaño conduce a una mayor demanda de caudal del fluido de perforación. Esto puede deberse a un volumen de corte adicional añadido al espacio anular como resultado de un mayor diámetro. (Jiimaa, 2013).

2.3.4.2. Efecto del ángulo de inclinación

En general, la sección más dura para la limpieza del hoyo es la sección de construcción en lugar de la sección vertical u horizontal. Para diferentes ángulos de inclinación, la velocidad mínima del fluido de perforación varía, mientras que la máxima velocidad mínima del fluido de perforación que se necesita es alrededor de los 60° de inclinación. Esto se debe a que la cama de recortes tiende a volverse inestable y deslizarse hacia abajo a lo largo del pozo. Por lo tanto, la limpieza del hoyo es más difícil cerca de los 60° de inclinación, por lo que, en la etapa de planificación de pozos, es mejor evitar las secciones tangentes alrededor de 60°. Las tasas de construcción deben mantenerse tan ajustadas como sea factible. (Li J. & Walker S., 1999).

2.3.4.3. Efecto del perfil de pozo

En pozos con desviaciones extensas, como el hoyo de 17 1/2", es más probable que experimenten problemas debido a la presencia de camas de recortes que en hoyos más pequeños. Por lo tanto, al diseñar el perfil de un pozo existe la necesidad de minimizar la longitud del hoyo en alto ángulo. Esto se ilustra con un ejemplo en la figura 2.5, en el que se compara la trayectoria del pozo A y la trayectoria del pozo B. Ambos caminos de pozo alcanzan el mismo objetivo a 9000 [ft] de profundidad verdadera vertical (TVD), pero se puede ver que la trayectoria B tiene una sección mucho más corta de 17 1/2" de diámetro en alto ángulo. Aunque se comprende que otras consideraciones a veces pueden hacer que la ruta A., sea más deseable, desde un punto de vista de limpieza de hoyo, la trayectoria B es probable que se caracterice por menos problemas. (Rasi M., 1994).

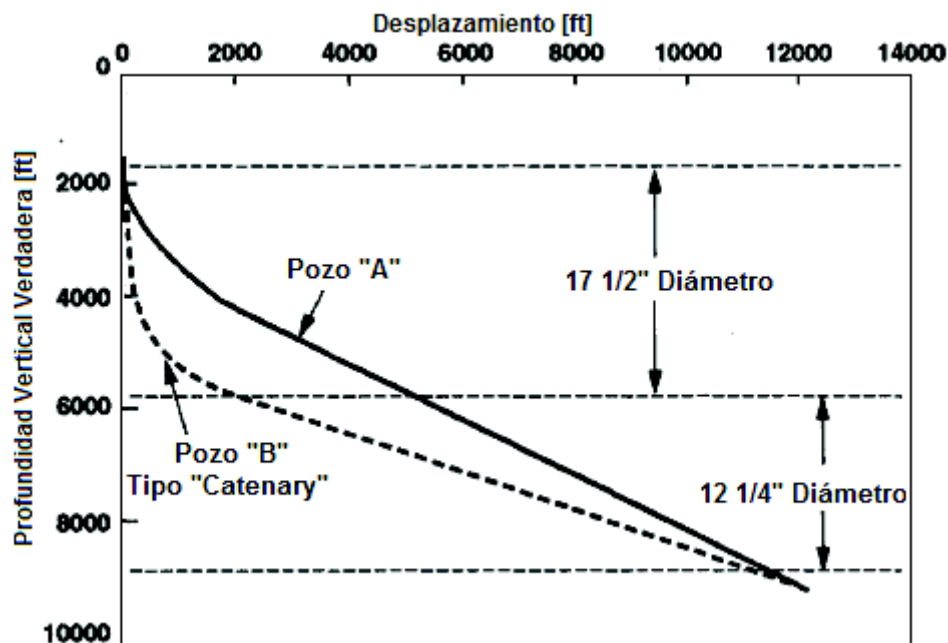


Figura 2. 5. Selección de perfil de pozos para optimizar la limpieza de hoyos
Fuente: Hole Cleaning in Large, High-Angle Wellbores, SPE paper. (Modificado por Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal).

2.4 Determinación de la ventana operacional de presiones en la perforación

La ventana operacional de presiones en la perforación, es el área comprendida entre las curvas de gradiente de formación, gradiente de fractura y un factor de seguridad, lo cual permite determinar la densidad del fluido que se utilizará durante la perforación y establecer la profundidad de asentamiento de cada una de las etapas de la tubería de revestimiento (figura 2.6). (Hawker D., 2002).

2.4.1. Geopresiones

La predicción de las presiones de sobrecarga, formación y fractura es fundamental durante la perforación del pozo para el control y monitoreo del hoyo. Por lo tanto, es indispensable entender primero los principios físicos que originan estas presiones y después predecirlas con la mayor exactitud posible (Martínez J., 2011).

a) Presión de sobrecarga

A cierta profundidad la presión de sobrecarga es el esfuerzo ejercido por el peso total combinado de las formaciones suprayacentes y los fluidos contenidos en las mismas (agua, hidrocarburos, etc.). Por lo tanto, cualquiera que sea la fuente de los datos de densidad de la

roca, los cálculos del gradiente de sobrecarga se basan en el valor promedio de densidad de la roca (*bulk density*) para un intervalo dado de profundidades. (Datalog, 2002).

La presión de sobrecarga se calcula mediante la ecuación 2.11:

$$P_s = (0,433)(\rho_b)(TVD) \quad (2.11)$$

Dónde:

Ps: Presión de sobrecarga [psi].

ρ_b : Densidad de la roca promedio a un intervalo de profundidad (*bulk density*) [g/cm³].

TVD: Profundidad vertical verdadera [ft].

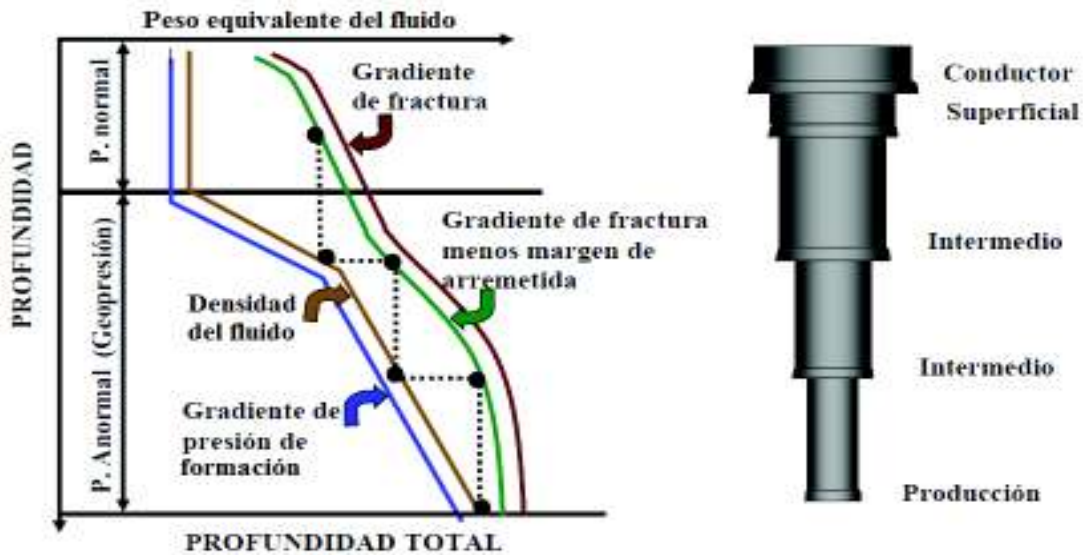


Figura 2. 6. Ventana operacional de presiones en la perforación y asentamiento de tuberías de revestimiento

Fuente: Nous group, perforación de pozos.

b) Presión de formación

La presión de formación o de poro se define como la presión natural, originada por los procesos geológicos de asentamiento y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos de la roca. Las presiones de formación que se encuentran en el pozo pueden ser normales, anormales y subnormales, estas varían de acuerdo a la concentración de sales disueltas, tipo de fluido, gas y temperatura (figura 2.7). (Datalog, 2002).

c) Presión de fractura

La presión de fractura es la presión máxima que puede soportar una formación antes de que exceda su resistencia a la tensión y se fracture. Todos los materiales, incluyendo las rocas tienen una resistencia finita.

La estimación de la presión de fractura es de gran importancia en la planeación de un pozo ya que predice la densidad necesaria del fluido de perforación para no dañar (fracturar) la formación y no tener dificultades por pérdida de circulación del fluido de perforación (filtrado) hacia las formaciones.

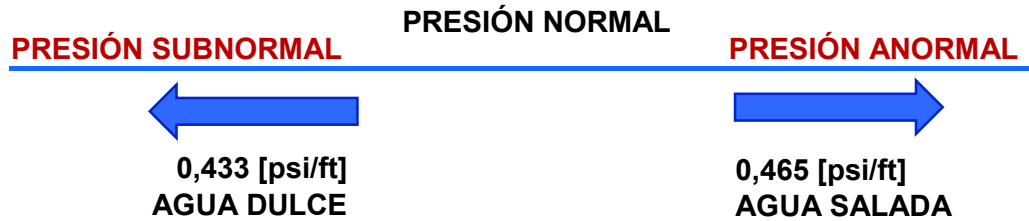


Figura 2. 7. Tipos de presión presentes en las formaciones
Realizado por: Determinación de geopresiones para el asentamiento de tuberías de revestimiento (modificado por Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal).

2.4.2. Determinación de la presión de fractura y formación

2.4.2.1. Cálculo de la presión de fractura

- **MÉTODO DE HUBERT & WILLIS**

Este método se basa en la premisa que la fractura ocurre cuando la presión aplicada por el fluido de perforación, excede el mínimo esfuerzo efectivo y la presión de formación. El gradiente de fractura está en función de la presión de sobrecarga, presión de formación, y una relación entre los esfuerzos verticales y horizontales, la cual está basada en la relación de Poisson, en términos matemáticos el gradiente de fractura se puede calcular con la siguiente ecuación 2.12., y para poder determinar la presión de fractura se debe multiplicar el gradiente de fractura por la profundidad vertical verdadera (García P, & Hernández E., 2010):

$$G_{FR} = \frac{P_F}{TVD} + \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \left(\frac{P_S - P_F}{TVD} \right) \quad (2.12)$$

Dónde:

G_{FR}: Gradiente de fractura [psi/ft].

ν: relación de Poisson.

P_s: Presión de sobrecarga [psi].

P_F: Presión de formación [psi].

TVD: Profundidad [ft].

Relación de Poisson (ν)

La relación de Poisson no se puede medir directamente en la roca, depende de los cambios que sufren las propiedades de elasticidad y rigidez a causa de la aplicación de una fuerza en

la matriz de la roca. La roca al estar sometida a esfuerzos horizontales y verticales se deforma hacia donde existe menor esfuerzo, los esfuerzos horizontales por lo general se consideran menores que el esfuerzo vertical. (Datalog, 2002).

La representación matemática para esta deformación es la ecuación (2.13).

$$\frac{\sigma_h}{\sigma_v} = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (2.13)$$

En Anexo Capítulo 2 (Tabla 2.1) se presentan los valores de la relación de Poisson, determinados experimentalmente en pruebas de laboratorio.

2.4.2.2. Cálculo de la presión de formación

Existen dos métodos para el cálculo de la presión de formación a partir de los datos del exponente, "dc", el método de Eaton y el método de Ratio. El método de Eaton es usado en la mayoría de cuencas sedimentarias para el cálculo de la presión de formación a partir de valores "dc" en puntos con presencia de lutitas. El método de Ratio, ha sido usado exitosamente en calizas clásticas (Hawker D., 2002).

- **Método de Eaton**

El método de Eaton consta de cuatro pasos, los cuales se describen a continuación (Martínez J.,2011):

- 1) Registrar los valores de la línea de tendencia normal del exponente, "dc" calculado (dcn) y observado (dco) a la profundidad de interés. Se deben usar solo los valores referentes a lutitas para el valor de dco.
- 2) Registrar el gradiente de sobrecarga a la profundidad de interés.
- 3) Usar la siguiente correlación matemática para el cálculo del gradiente de formación ecuación 2.14.
- 4) Finalmente, para el cálculo de la presión de formación multiplicar por la profundidad vertical verdadera la ecuación 2.14.

$$G_F = \sigma_{ov} - (\sigma_{ov} - P_n) \left(\frac{d_{co}}{d_{cn}} \right)^{1,2} \quad (2.14)$$

Dónde:

G_F : Gradiente de formación [psi/ft].

σ_{ov} : Gradiente de sobrecarga [psi/ft].

P_n : Gradiente de presión normal [0,465 psi/ft].

d_{co} : Valor del exponente de perforación observado a la profundidad de interés.

d_{cn} : Valor del exponente de perforación a partir de la línea de tendencia normal en la profundidad de interés.

- **Exponente de perforación “d”**

El exponente de perforación “d”, es un método para normalizar la tasa de penetración (ROP) con el fin de eliminar el efecto de los parámetros de perforación externos. Para compensar tantas de estas variables como sea posible, se utiliza el coeficiente de perforación “d”, el cual se utilizó para estimar la presión de formación reemplazando los datos de tasa de penetración (ROP), velocidad de rotación (RPM), peso sobre la broca (WOB) y diámetro de la broca (B).

Para cierta litología, a medida que resulta más difícil perforar con la profundidad, aumenta el exponente “d”. El exponente “d” es la culminación del trabajo de Bingham (1965) y Jordan & Shirley (1967), los cuales propusieron la siguiente relación matemática para su cálculo, ecuación 2.15 (Martínez J., 2011).

$$d = \frac{\log\left(\frac{ROP}{60 \times RPM}\right)}{\log\left(\frac{12 \times WOB}{10^6 \times B}\right)} \quad (2.15)$$

Dónde:

d: Exponente de perforación [adimensional].

ROP: Tasa de penetración [ft/h].

RPM: Velocidad de rotación [rev/mim].

WOB: Peso sobre la broca [lbs].

B: Diámetro de la broca [in].

Una modificación al exponente de perforación fue propuesta por Rehm (1971), el cual corrigió el exponente para los efectos relacionados con los cambios en el peso del fluido de perforación.

Los cambios graduales en la tendencia del exponente reflejarán cambios de presión de transición que se observan antes de entrar en la zona de mayor sobrepresión (figura 2.8).

La relación matemática propuesta fue la ecuación 2.16:

$$d_c = d \left(\frac{P_n}{ECD} \right) \quad (2.16)$$

Dónde:

dc: Exponente de perforación corregido [adimensional].

P_n : Gradiente normal de presión (8,9513) [pg].

ECD: Densidad equivalente de circulación [pg].

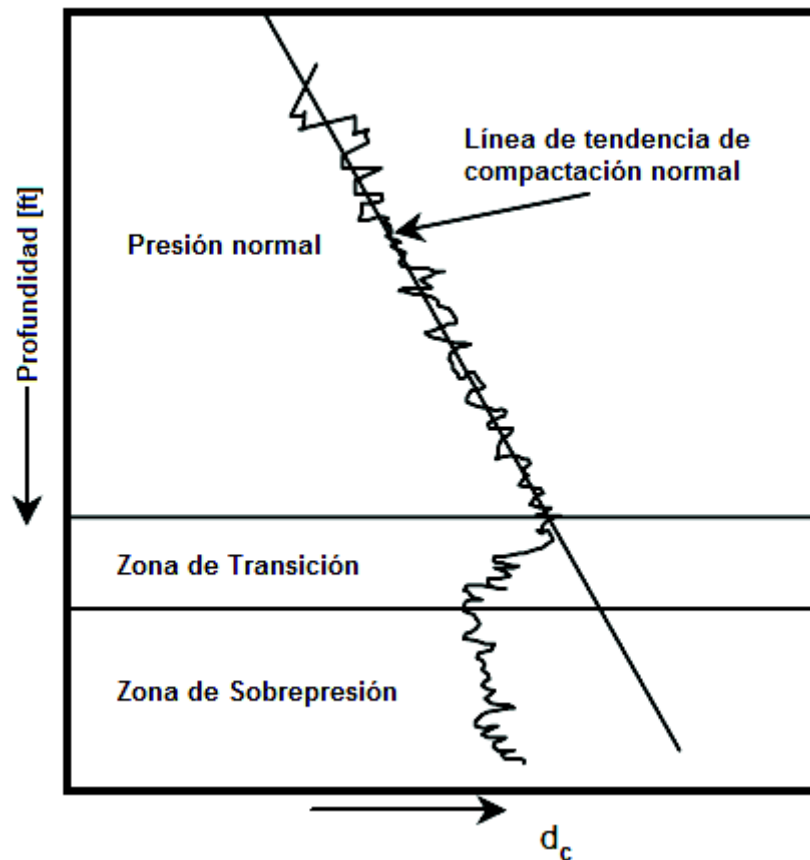


Figura 2. 8. Respuesta del “dc” corregido en zonas de transición y sobrepresión
Fuente: Rabia Husain, Well Engineering & Construction (modificado por Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal).

La densidad equivalente de circulación es definida como la densidad del fluido de perforación cuando este es desplazado a través de las formaciones, es decir se aplica cuando el fluido se encuentra en estado dinámico.

- **Cálculo de la presión anormal usando el exponente de perforación corregido “dc”**

1. Graficar los valores del exponente d_c vs profundidad en escala semi-logarítmica.
2. Establecer la línea de tendencia de los valores del exponente “dc”, correspondiente a lutitas limpias con presión normal. La línea de tendencia, debe presentar una pendiente negativa que se incline hacia la derecha, indicando un incremento en los valores del exponente, “dc” para lutitas limpias con presiones normales. La pendiente refleja el incremento en la densidad y disminución de la porosidad y perforabilidad en una zona de lutitas con presiones normales.
3. Graficar la línea de tendencia con el valor del exponente, “dc”.
4. Calcular la presión de formación con el método de Eaton.

Finalmente, una vez calculado los valores de gradiente de formación y fractura, se obtienen las densidades equivalentes del fluido de perforación que permiten asegurar la perforación con una columna hidrostática capaz de contener la presión de formación, pero sin causar fractura a la roca. Para cumplir con estos objetivos y basados en prácticas operacionales recomendadas, se incrementa en 0,3 [lpg] la densidad del fluido de formación equivalente y se resta 0,5 [lpg] a la densidad del fluido de fractura equivalente.

Para el cálculo de la densidad equivalente del fluido de perforación se utiliza la correlación matemática de presión hidrostática expresada en la ecuación 2.17, esta ecuación será modificada según se requiera ya sea para el cálculo de la densidad del fluido de formación o densidad de fractura de la formación.

$$P_H = 0,052(\rho_f)(TVD) \text{ [psi]} \quad (2.17)$$

Dónde:

P_H: Presión hidrostática [psi].

ρ_f: Densidad del fluido [lpg].

TVD: Profundidad vertical verdadera [ft].

2.5. Predicción de la velocidad mínima y caudal crítico

2.5.1. Método de Hopkins

Hopkins (1995) desarrolló un método para predecir el caudal del fluido de perforación crítico requerido en la limpieza hoyos con alto ángulo de inclinación, su método utiliza ecuaciones de Moore para el cálculo de la velocidad de deslizamiento vertical (Jiimaa G., 2013). Un resumen de su trabajo se muestra a continuación.

- 1) Cálculo de FMW, ayuda a predecir el efecto de la densidad del fluido de perforación en la velocidad de deslizamiento.

$$FMW = 2,117 - 0,1648\rho_f + 0,003681\rho_f^2 \quad (2.18)$$

Dónde:

FMW: Factor de corrección de densidad del fluido de perforación.

ρ_f: Densidad del fluido de perforación [lb/gal].

- 2) Cálculo de la velocidad de deslizamiento para la sección vertical, este cálculo se lo puede realizar utilizando el método de Moore.

2.5.1.1. Método de Moore

Moore propuso un procedimiento para calcular la velocidad de deslizamiento para fluidos estáticos y en condiciones de flujo promedio, en base a datos experimentales durante las operaciones de perforación (Bourgoyne A., Millheim K., Chenevert M., Young F., 1986). Este método está basado en el cálculo de la viscosidad aparente usando el método propuesto de Dodge y Metzner (ecuación 2.19), también involucra ecuaciones de pérdida de presión en el anular con el método de Power Law. Para el cálculo de la velocidad anular se utiliza la ecuación 2.20 (Jiimaa G., 2013).

$$\mu_a = \frac{K}{144} \left(\frac{d_h - d_p}{VA} \right)^{1-n} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0,0208} \right)^n \quad (2.19)$$

Dónde:

μ_a : Viscosidad aparente [cp].

K: Índice de consistencia del fluido [cp].

d_h : Diámetro del hoyo o diámetro interior de la tubería de revestimiento [in].

d_p : Diámetro exterior de la tubería de perforación [in].

VA: Velocidad en el anular [ft/s].

n: Índice de comportamiento de flujo.

$$VA = \frac{(24,5)(GPM)}{60(d_h^2 - d_p^2)} \quad (2.20)$$

Dónde:

VA: velocidad en el anular [ft/s].

GPM: Caudal de bombeo del fluido de perforación [gal/min].

d_h : Diámetro del hoyo o diámetro interior de la tubería de revestimiento [in].

d_p : Diámetro exterior de la tubería de perforación [in].

Para obtener los valores de **n** y **K** se utiliza el método de la Ley de potencias (ecuaciones 2.21 y 2.22).

$$n = 3,32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \quad (2.21)$$

$$K = \frac{510\theta_{300}}{511^n} \quad (2.22)$$

En este método se consideran 3 patrones de flujo los cuales son determinados a partir del número de Reynolds.

El número de Reynolds es un valor adimensional que nos ayuda a determinar el tipo de régimen de flujo del fluido, en unidades de campo viene expresado por la ecuación 2.23.

$$N_{Re} = \frac{928\rho_f V_{slip} d_s}{\mu_a} \quad (2.23)$$

Dónde:

N_{Re} : Número de Reynolds.

ρ_f : Densidad del fluido de perforación [lb/gal].

V_{slip} : Velocidad de deslizamiento [ft/s].

d_s : Diámetro de la partícula [in].

μ_a : Viscosidad aparente [cp].

- **LAMINAR:** El método considera flujo laminar a partículas con número de Reynolds igual a 3 o menores y la velocidad de deslizamiento se calcula a partir de la ecuación 2.24.

$$V_{slipv} = 82,87 \frac{d_s^2}{\mu_a} (\rho_s - \rho_f) \quad (2.24)$$

Dónde:

V_{slipv} : Velocidad de deslizamiento vertical [ft/s].

μ_a : Viscosidad aparente [cp].

d_s : Diámetro de la partícula [in].

ρ_s : Densidad de la formación [lb/gal].

ρ_f : Densidad del fluido de perforación [lb/gal].

- **TRANSICIÓN:** El flujo considerado transición es para número de Reynolds menores a 300 y mayores a 3, la velocidad de deslizamiento viene dada por la ecuación 2.25.

$$V_{slipv} = \frac{2,9(\rho_s - \rho_f)^{0,667}(d_s)}{(\rho_f^{0,333})(\mu_a^{0,333})} \quad (2.25)$$

Dónde:

V_{slipv} : Velocidad de deslizamiento vertical [ft/s].

μ_a : Viscosidad aparente [cp].

d_s : Diámetro de la partícula [in].

ρ_s : Densidad de la formación [lb/gal].

ρ_f : Densidad del fluido de perforación [lb/gal].

- **TURBULENTO:** Para números de Reynolds mayores a 300 el flujo es considerado turbulento y la velocidad de deslizamiento se obtiene a partir de la ecuación 2.26.

$$V_{slipv} = \frac{1,89}{\sqrt{1,5}} \sqrt{d_s * \left(\frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f} \right)} \quad (2.26)$$

Dónde:

V_{slipv} : Velocidad de deslizamiento vertical [ft/s].

d_s : Diámetro de la partícula [in].

ρ_s : Densidad de la formación [lb/gal].

ρ_f : Densidad del fluido de perforación [lb/gal].

- 3) Para determinar la velocidad de deslizamiento vertical se considera el flujo en estado transitorio, con ese valor se calcula el número de Reynolds y se establece el tipo de flujo, para poder utilizar la ecuación adecuada que nos permita determinar la velocidad de deslizamiento vertical.
- 4) Cálculo de la velocidad de deslizamiento considerando el efecto de la densidad del fluido de perforación utilizando la ecuación 2.27.

$$V_{slip} = FMW \times V_{slipv} \quad (2.27)$$

Dónde:

V_{slip} : Velocidad de deslizamiento [ft/min].

FMW: Factor de corrección de densidad del fluido de perforación.

V_{slipv} : Velocidad de deslizamiento vertical [ft/min].

- 5) Cálculo de la velocidad mínima requerida para el transporte de los recortes en la sección inclinada (ecuación 2.28), utilizando una constante empírica C (obtenida en base a datos de laboratorio). El valor de la constante C puede ser 40 o 60, en este trabajo se considera 60 debido a que se está analizando las condiciones más críticas.

$$V_2 = C \left[\left[\left(\frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f} \right) g^3 \left(\left(\frac{d_h - d_p}{12} \right) \right)^3 \right] \right]^{\frac{1}{6}} \quad (2.28)$$

Dónde:

V_2 : Velocidad de deslizamiento de la sección inclinada [ft/min].

C: Constante empírica.

d_h : Diámetro del hoyo [in].

d_p : Diámetro de la tubería [in].

ρ_s : Densidad de la formación [lb/gal].

ρ_f : Densidad del fluido de perforación [lb/gal].

- 6) Cálculo de la velocidad mínima requerida para el transporte de los recortes, ecuación 2.29.

$$V_{mín} = V_{slip} \cos \theta + V_2 \sin \theta \quad (2.29)$$

Dónde:

$V_{mín}$: Velocidad mínima [ft/min].

V_{slip} : Velocidad de deslizamiento de la sección vertical [ft/min].

V_2 : Velocidad de deslizamiento de la sección inclinada [ft/min].

Θ : Ángulo del pozo a una determinada profundidad [°].

- 7) Cálculo del caudal del fluido de perforación mínimo requerido para el transporte de recortes utilizando la ecuación 2.30.

$$Q_{crit} = 0,04079(d_h^2 - d_p^2)V_{min} \quad (2.30)$$

Dónde:

Q_{crit} : Caudal crítico [gal/min].

d_h : Diámetro del hoyo [in].

d_p : Diámetro de la tubería [in].

V_{min} : Velocidad mínima [ft/min].

2.5.2. Método de Larsen

(Larsen, 1997); Realizó un estudio en base a experimentos de laboratorio y extensos trabajos experimentales. El estudio analizó varios factores que afectaron el transporte de los recortes en el anular; el ángulo de inclinación, la velocidad anular, la reología y el peso del fluido de perforación, la excentricidad de la tubería de perforación, el tamaño del recorte, la velocidad de perforación y la velocidad de rotación de la tubería de perforación.

El resultado del estudio generó tres ecuaciones matemáticas vitales, la primera fue la velocidad de transporte del recorte, mientras que la segunda ecuación fue la velocidad de deslizamiento. La tercera ecuación es la velocidad de transporte crítica del fluido de perforación que es la suma de las ecuaciones antes mencionadas, estas ecuaciones fueron desarrolladas para pozos con una inclinación entre 55° - 90°.

- 1) **Velocidad de transporte del corte (V_c):** Mediante la conversión de la tasa de inyección volumétrica a la velocidad de penetración, ROP, y expresando la concentración de corte en términos de porcentaje, C_c , se obtiene la siguiente expresión para V_c (ecuación 2.31).

$$V_c = \frac{ROP}{(36) \left[1 - \left(\frac{d_p}{d_h} \right)^2 \right] (C_c)} \quad (2.31)$$

$$C_c = (0,01778)(ROP) + 0,505 \quad (2.32)$$

Dónde:

V_c : Velocidad de transporte del recorte [ft/s].

ROP: Tasa de penetración [ft/hr].
d_p: Diámetro de la tubería de perforación [in].
d_h: Diámetro del hoyo [in].
C_c: Concentración del recorte [%].

2) Velocidad de deslizamiento equivalente (V_{se}) y factor de corrección: V_{se} se predice mediante el cálculo de la viscosidad aparente, sobre la base de los datos experimentales.

$$V_{se} = (0,00516)\mu_a + 3,006; \mu_a < 53 \text{ [cp]} \quad (2.33)$$

$$V_{se} = (0,02554)(\mu_a - 53) + 3,28; \mu_a > 53 \text{ [cp]} \quad (2.34)$$

$$\mu_a = \mu_p + \frac{5 \text{ YP}(d_h - d_p)}{V_{crit}} \quad (2.35)$$

Dónde:

V_{se}: Velocidad de deslizamiento equivalente [ft/s].
μ_a: Viscosidad aparente [cp].
μ_p: Viscosidad plástica [cp].
YP: Punto cedente [lbf/100 ft²].
d_p: Diámetro de la tubería de perforación [in].
d_h: Diámetro del hoyo [in].
V_{crit}: Velocidad crítica [ft/s].

Obsérvese que el V_{crit} (CTFV) utilizado en la **ecuación (2.35)** es la velocidad que se busca y aún no se conoce. Por lo tanto, se requerirá un procedimiento iterativo. V_{crit} necesita ser estimado inicialmente.

3) Entonces, la velocidad de deslizamiento generalizado se expresa como la ecuación (2.36):

$$V_{slip} = V_{se} C_{ang} C_{size} C_{mwt} \quad (2.36)$$

Dónde:

V_{slip}: Velocidad de deslizamiento [ft/s].
V_{se}: Velocidad de deslizamiento equivalente [ft/s].
C_{ang}: Factor de corrección por ángulo de inclinación [adimensional].
C_{size}: Factor de corrección por tamaño del recorte [adimensional].
C_{mwt}: Factor de corrección por peso del fluido de perforación [adimensional].

4) Factor de corrección por ángulo de inclinación (C_{ang}) viene dada por la ecuación (2.37).

$$C_{ang} = (0,0342)(\theta_{ang}) - (0,000233)(\theta_{ang}^2) - 0,123 \quad (2.37)$$

Dónde:

C_{ang} : Factor de corrección por ángulo de inclinación [adimensional].

θ_{ang} : Ángulo de inclinación en grados [°].

- 5) Factor de corrección por tamaño del recorte (C_{size}) se expresa como la siguiente ecuación (2.38).

$$C_{size} = (-1,04)(D_{50cut}) + 1,286 \quad (2.38)$$

Dónde:

C_{size} : Factor de corrección por tamaño del recorte [adimensional].

D_{50cut} : Diámetro medio del recorte [in].

- 6) Factor de corrección por densidad del fluido de perforación (C_{mwt}) se puede determinar con la ecuación (2.39 y 2.40).

$$C_{mwt} = 1 - (0,333)(\rho_f - 8,7); \rho_f > 8,7 \quad (2.39)$$

$$C_{mwt} = 1; \rho_f < 8,7 \quad (2.40)$$

Dónde:

C_{mwt} : Factor de corrección por densidad del fluido de perforación [adimensional].

ρ_f : Densidad del fluido de perforación [lb/gal].

- 7) La velocidad de transporte crítica del fluido de perforación (V_{ctf}) o velocidad crítica (V_{crit}) es igual a la suma de la velocidad de transporte del recorte ecuación (2.31) y la velocidad de deslizamiento ecuación (2.36).

$$V_{ctf} = V_c + V_{slip} \quad (2.41)$$

Dónde:

V_{ctf} : Velocidad de transporte crítica del fluido de perforación [ft/s].

V_c : Velocidad de transporte del recorte [ft/s].

V_{slip} : Velocidad de deslizamiento [ft/s].

2.5.3. Método de Rubiandini

El modelo de Rubiandini se basó en el método de Moore para pozos verticales, el modelo empírico de Larsen et al., y los datos experimentales del modelo de Peden et al (Rubiandini R.S., R. 1999).

En este método los problemas de limpieza de hoyos pueden ser determinados a partir del caudal mínimo del fluido capaz de limpiar el hoyo, además considera que; el peso del fluido de perforación, el ángulo de inclinación y las RPM son los principales factores que afectan los mecanismos de transporte de los recortes. Por lo tanto, el factor de corrección desarrollado por Peden et al., de estos parámetros desempeña un papel importante en el modelo que propuso (Ranjbar R., 2010).

Rubiandini presentó una nueva ecuación para determinar la velocidad mínima del fluido de perforación necesaria para levantar los recortes en hoyos inclinados y horizontales. Validó su nueva ecuación con los datos experimentales de Larsen y Peden previamente publicados y concluyó lo siguiente:

- Con un ángulo de inclinación mayor de 45°, el caudal mínimo del modelo de Larsen y Peden no tuvieron diferencias significativas con el modelo de Rubiandini recientemente establecido.
- Para un ángulo de inclinación inferior a 45°, el nuevo modelo de Rubiandini el valor del caudal crítico del fluido de perforación es menor que el calculado con los métodos de Larsen y Peden respectivamente.

Para el desarrollo de su nuevo método Rubiandini considera los factores de corrección del ángulo, peso del lodo desarrollados por Peden et al., el factor de corrección de la ROP y la velocidad de transporte del recorte desarrollada por Larsen (ecuación 2.31).

- Factor de corrección del ángulo.

$$\theta \leq 45^\circ$$

$$C_i = \left[1 + \frac{2\theta}{45} \right] \quad (2.42)$$

$$\theta \geq 45^\circ$$

$$C_i = 2 \quad (2.43)$$

Dónde:

C_i: Factor de corrección del ángulo [adimensional].

Θ: Ángulo de inclinación del pozo [°].

- Factor de corrección por densidad del fluido de perforación.

$$C_{mw} = \frac{3 + \rho_f}{15} \quad (2.44)$$

Dónde:

ρ_f : Densidad del fluido de perforación [lb/gal].

C_{mw} : Factor de corrección por densidad del fluido de perforación [adimensional].

- Factor de corrección por velocidad de rotación de la sarta de perforación.

$$C_{RPM} = \frac{600 - RPM}{600} \quad (2.45)$$

De esta manera se puede estimar la velocidad mínima o crítica para el transporte de recortes para pozos verticales u horizontales desarrollada por Peden et al.

$$V_{crit} = V_c + [1 + C_i \times C_{mw} \times C_{RPM}] \times V_{slipv} \quad (2.46)$$

Dónde:

V_c : Velocidad del recorte [ft/s].

V_{slipv} : Velocidad de deslizamiento de los recortes [ft/s].

C_i : Factor de corrección del ángulo de inclinación [adimensional].

C_{mw} : Factor de corrección del fluido de perforación [adimensional].

C_{RPM} : Factor de corrección de la velocidad de rotación de la sarta [adimensional].

En el método de Rubiandini para el cálculo de la velocidad de transporte del corte (V_c) se obtiene a partir de las ecuaciones del método de Larsen (ecuaciones 2.31 y 2.32). Para el cálculo de la velocidad de deslizamiento del recorte vertical (V_{slipv}) se utiliza el método de Moore (descrito en la sección 2.5.1.1).

En base a todas las ecuaciones anteriores Rubiandini desarrolló dos ecuaciones para estimar la velocidad de deslizamiento del recorte, por lo que este método es válido para pozos que van desde 0° a 90° de inclinación.

$\Theta < 45^\circ$

$$V_{crit} = V_c + V_{slipv} \left[1 + \frac{\Theta(600 - RPM)(3 + \rho_f)}{202500} \right] \quad (2.47)$$

$\Theta > 45^\circ$

$$V_{crit} = V_c + V_{slipv} \left[1 + \frac{(600 - RPM)(3 + \rho_f)}{4500} \right] \quad (2.48)$$

Dónde:

V_{min}: Velocidad mínima requerida para el transporte del corte [ft/s].

V_{slipv}: Velocidad de deslizamiento vertical calculada con el método de Moore [ft/s].

RPM: Velocidad de rotación de la sarta de perforación [rev/min].

ρ_f: Densidad del fluido de perforación [lb/gal].

2.5.4. Determinación del caudal crítico

El caudal crítico es el mínimo valor del caudal que se puede utilizar dentro del espacio anular para asegurar el transportar de los recortes perforados hacia superficie, un valor menor al caudal crítico significa que no se está transportando los recortes a superficie de manera eficiente, lo cual llevaría a posibles complicaciones debido a la mala limpieza del hoyo tales como: formación de camas de recorte en la parte de baja de la sarta de perforación, empaquetamiento de la tubería, disminución del espacio anular, lo cual afectaría aún más la limpieza del hoyo, etc.

El caudal crítico en unidades de campo que se utilizará para los métodos de Larsen, Peden y Rubiandini, se determina mediante la siguiente ecuación (2.49).

$$Q_{crit} = 7,48052(V_{crit})(A_{ann}) \quad (2.49)$$

Dónde:

Q_{crit}: Caudal crítico [gal/min].

V_{crit}: Velocidad crítica [ft/min].

A_{ann}: Área del espacio anular [ft²].

La velocidad crítica (V_{crit}), es el valor determinado en los métodos anteriores (Larsen, Peden y Rubiandini).

El área del espacio anular se determina mediante la siguiente ecuación (2.50).

$$A_{ann} = \frac{\pi \left[\left(\frac{d_h}{2} \right)^2 - \left(\frac{d_p}{2} \right)^2 \right]}{144} \quad (2.50)$$

Dónde:

A_{ann}: Área del espacio anular [ft²].

d_h: Diámetro del hoyo [in].

d_p: diámetro de la tubería [in].

CAPÍTULO 3

3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PERFORACIÓN EN LA PLATAFORMA TIPUTINI C

3.1. Generalidades del Bloque 43

El Bloque 43, Ishpingo, Tiputini, Tambococha (ITT), se encuentra ubicado en la provincia de Orellana, al extremo Este de la Cuenca Oriente. El plan de desarrollo del campo tiene previsto la perforación de 600 pozos productores, con un total de 25 plataformas. El volumen de reservas y recursos contingentes para la explotación del campo son de 1 672 MM de barriles de petróleo en base a la certificación en Julio de 2016 por la empresa internacional Ryder Scott. El costo operativo del área Tiputini es de USD 2,31 por barril (Petroamazonas EP, 2016).

Los montos de inversión proyectados entre 2014-2016 para el desarrollo del Bloque 43 alcanzaron los USD 295,64 millones, de los cuales USD 165,94 millones corresponden a componente nacional, reflejados en las facilidades instaladas en las zonas de embarque, accesos y plataformas que conforman el Campo Tiputini. La producción se inició en septiembre del año 2016 y actualmente supera los 50 000 barriles de petróleo por día (mayo, 2017), el tiempo estimado para el desarrollo de este campo es de 40 años. (Petroamazonas EP, 2016).

3.2. Ubicación geográfica

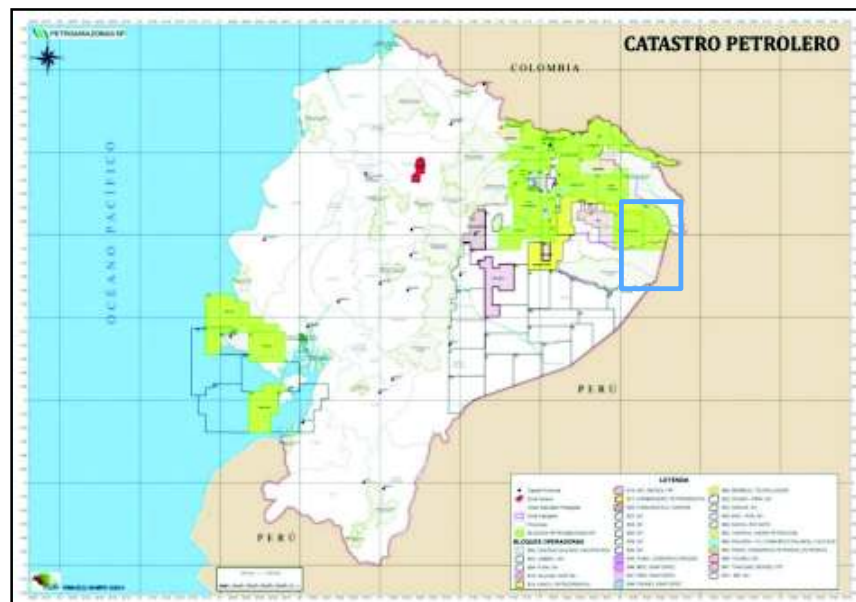


Figura 3. 1. Mapa de ubicación del Bloque 43 (ITT)
Fuente: Petroamazonas EP, Plan de desarrollo ITT, 2016.

El Bloque 43 (figura 3.1) está ubicado al Este de la Región Amazónica, en la Provincia de Orellana, abarca una superficie de 189 889 [ha] aproximadamente (Resolución No. 0755 – SHE). El límite Sureste del bloque corresponde a la frontera con el Perú, el límite Noreste es la Reserva Cuyabeno. Al Oeste limita con el Bloque 31, Apaika – Nenke y al Sur con la zona intangible del Parque Nacional Yasuní.

El Bloque 43, conocido como Campo ITT, está formado por las Áreas Ishpingo, Tiputini y Tambococha, localizadas en gran parte dentro del Parque Nacional Yasuní. La plataforma Tiputini C se encuentra fuera de la zona intangible.

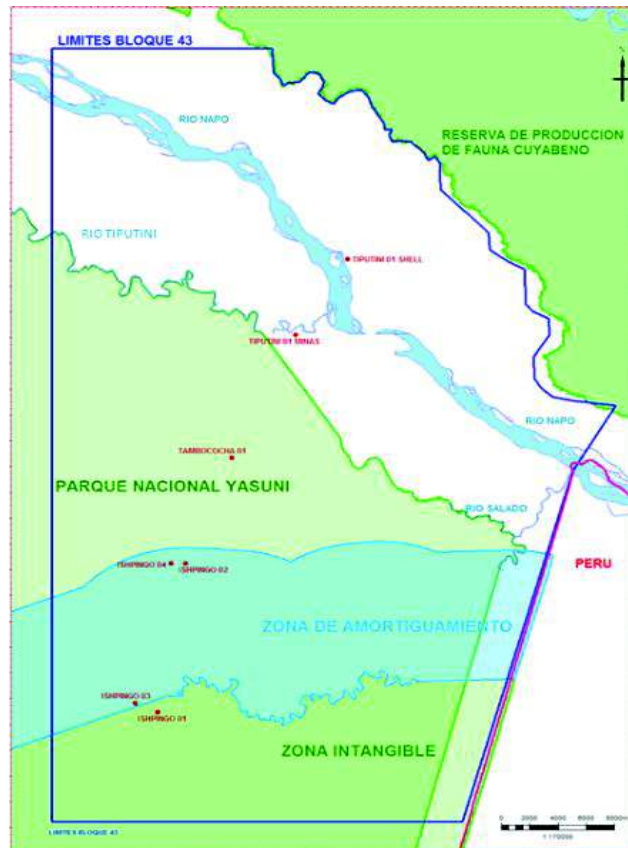


Figura 3. 2. Bloque 43 (ITT) ampliado
Fuente: Petroamazonas EP, Plan de desarrollo ITT, 2016.

3.3. Geología

El Campo se localiza en el extremo Este de la Cuenca Oriente, dentro del Corredor Oriental, fue descubierto a partir de la campaña de gravimetría que desarrollo la Compañía Shell entre 1939 y 1946 y de un levantamiento sísmico realizado entre 1943 y 1949, con lo cual se logró determinar la extensión del tren estructural Yasuní – Lorocachi, entre el río Aguarico al Norte y el río Curaray al Sur, como una estructura fallada en el lado Este.

Beicip Franlab, en septiembre del 2004, actualiza el Estudio “MODELO GEOLÓGICO DEL CAMPO ITT (Ishpingo, Tambococha, Tiputini)”, con la información de los dos últimos pozos perforados ubicados en el flanco Oeste de la estructura Ishpingo, de 460 Km de sísmica reprocesada en el 2001, nuevos análisis de crudo y medidas de presión capilar, además de condiciones favorables de operación del SOTE y del OCP y la evolución de tecnologías de desarrollo, producción e industrialización vigentes en ese año.(Petroamazonas EP, Plan de desarrollo ITT, 2016)

3.3.1. Estratigrafía

Por su ubicación al Este de la Cuenca Oriente, la estratigrafía del Bloque 43 es particular, no se desarrolló la formación Hollín, las formaciones cretácicas y terciarias disminuyen en espesor, especialmente la formación Tena y desaparecen algunos de los marcadores conocidos en el resto de la Cuenca, como las calizas A, B y C. La columna estratigráfica se presenta en el Anexo Capítulo 3 (Tabla 3.1) (Petroamazonas EP, Plan de desarrollo ITT, 2016).

3.4. Desarrollo de perforación en la plataforma Tiputini C

En 1948 se perforó el primer pozo Tiputini 01 Shell, ubicado al Oeste de la falla en el lado levantado, cerca del río Napo el cual dio indicios de petróleo extra pesado, API de 11,1°. En 1970 la Compañía Norteamericana Minas y Petróleos luego de realizar una campaña de sísmica perforaron el pozo Tiputini 01 Minas, localizado a 7,3 Km al Suroeste del perforado por Shell, junto al río Tiputini, alcanzó una profundidad de 5340 [ft].

Posteriormente CEPE, realiza varias campañas sísmicas que cubren toda la zona, con esta información se definen nuevos altos estructurales al sur de Tiputini, denominados Tambococha e Ishpingo, además se perforaron los pozos Ishpingo 01 en 1992 e Ishpingo 02 en 1993.

Los pozos direccionales con alto ángulo de inclinación presentan una longitud del pozo (Vsec) mayor con respecto al TVD dando una relación cercana y mayor a 1 (tabla 3.2). Lo que genera nuevos retos de ingeniería para el éxito del proceso de perforación, siendo necesario rediseñar las prácticas operacionales para asegurar la adecuada limpieza del hoyo, con el objetivo de disminuir complicaciones en los viajes de la sarta de perforación, corrida de la tubería de revestimiento y además de otros problemas como empaquetamiento de la sarta de perforación debido a la inadecuada limpieza del hoyo.

TABLA 3. 1. INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS PERFORADOS CON ALTO ÁNGULO DE INCLINACIÓN ($\theta > 50^\circ$) EN LA PLATAFORMA TIPUTINI C

POZO	TIPO	Vsec [ft]	TVD [ft]	Vsec/ TVD	MÁXIMA INCLINACIÓN [° @ MD (ft)]	INICIO DE OPERACIÓN	FIN DE OPERACIÓN	TIEMPO TOTAL [días]
TPTC-005	"J"	3529,6	4637,46	0,76	55,36° @ 2781	19/05/2016 00H00	30/05/2016 10H00	11,42
TPTC-011S1	"J"	3641,49	4880,42	0,75	51,19° @ 3659,07	13/08/2016 17H00	31/08/2016 23H30	18,27
TPTC-014	"J"	3634,12	4633,97	0,78	52,07° @ 3182	03/10/2016 23H30	14/10/2016 11H00	10,48
TPTC-015	"J"	4479,51	4863,99	0,92	61,84° @ 3833,6	17/10/2016 19H00	30/10/2016 00H00	12,21
TPTC-026	"J"	5261,07	4898,88	1,07	60,77° @ 5098,5	02/01/2017 21H00	13/01/2017 17H30	10,85
TPTC-028	"J"	4440,23	4796,57	0,93	55,80° @ 3898,52	19/01/2017 03H30	29/01/2017 23H00	10,83
TPTC-032	"J"	7009,14	5624,97	1,25	69,07° @ 5349	23/02/2017 04H00	11/03/2017 17H00	16,54

Fuente: Reporte final perforación, Petroamazonas EP.

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

3.4.1. Historial de perforación de los pozos con alto ángulo de inclinación ($\theta > 50^\circ$)

El esquema mecánico de los pozos en la plataforma Tiputini C, son generalmente de 4 secciones 26", 16", 12 1/4", 8 1/2". Con 4 tuberías de revestimiento: Conductor de 20", Superficial de 13 3/8", Intermedio de 9 5/8", y liner de 7". **El objetivo principal es la Arenisca Napo "M1"**, debido a la complejidad del reservorio y al número de pozos que se perforan desde una misma plataforma, ha ocasionado que las trayectorias de los pozos sean cada vez más complejas lo cual implica nuevos retos ingenieriles para asegurar la adecuada limpieza del hoyo durante la perforación, especialmente en la zona de construcción del ángulo de inclinación (sección 16"). Un resumen de los parámetros de perforación, fluidos de perforación, problemas ocurridos durante la perforación y las estrategias de limpieza realizadas en pozos con ángulo de inclinación mayor a 50° se presentan en Anexo Capítulo 3 (Tabla 3.3, 3.4 y 3.5).

3.4.2. Historial de ensamblajes de fondo utilizados en la perforación de pozos con alto ángulo de inclinación ($\theta > 50^\circ$)

Los ensamblajes de fondo utilizados durante la perforación en la plataforma Tiputini C, se diseñaron de acuerdo a la sección de construcción, en la sección de 26" el BHA se diseñó con

el objetivo de mantener la verticalidad mientras se perforan las arenas superficiales, para la construcción de la sección de 16" el diseño del BHA se introdujo con el sistema *steerable motor* y el sistema *rotary steerable* para la construcción del ángulo de inclinación, en la sección de 12 1/4" el BHA con el sistema *steerable motor* presentó tendencia a perder inclinación mientras que el sistema *rotary steerable* presentó buen desempeño en esta sección. Finalmente, para la construcción de la sección de 8 1/2", los diseños de BHA convencional, *steerable motor* y *rotary steerable* presentaron buen desempeño. Un resumen de las características del BHA utilizados durante la perforación en pozos con ángulo de inclinación mayor a 50° se presentan en Anexo Capítulo 3 (Tabla 3.6, 3.7 y 3.8).

3.4.3. Fluidos de perforación utilizados en la perforación de pozos con alto ángulo de inclinación ($\theta > 50^\circ$)

Los fluidos de perforación sirven para limpiar y acondicionar el hoyo, lubricar la broca de perforación y equilibrar la presión de formación, estos fluidos pueden ser base agua o base aceite, además es necesario añadir varios aditivos dependiendo de las características de la zona que se está perforando. Un resumen de los tipos de fluidos de perforación usados en la plataforma Tiputini C se describen a continuación.

Fluido Nativo

El fluido Nativo se utilizó en la sección de 26" con el objetivo de asentar la tubería de revestimiento atravesando cantos rodados y zonas arenosas, para dar verticalidad al pozo, evitar colisión con pozos aledaños y brindar estabilidad para la perforación de la siguiente sección.

El fluido de esta sección es base agua de tipo NATIVO, además, se bombea píldoras de alto reología, con el fin de acarrear los sólidos perforados y generar un revoque consistente, manteniendo estables las paredes del hoyo. Previo a la corrida del revestidor se espotea píldora viscosa.

Fluido Nativo Disperso/Nativo Disperso + Ultradrill

El sistema DISPERSO, está especialmente diseñado con aditivos dispersantes y antiacresivos, para perforar la sección de 16" donde las características Litológicas de los sedimentos muestran intercalaciones de arenas y arcillas jóvenes hidratables que al contacto con el agua adquieren una consistencia blanda y considerablemente pegajosa que puede ocasionar embolamiento del ensamblaje de fondo y taponamiento de las líneas de flujo. Las

píldoras utilizadas son: píldoras de baja reología, seguidas de píldoras de barrido, se debe añadir rotación para ayudar a remover mecánicamente los recortes.

50 pies por arriba de la formación ORTEGUAZA se realiza una estación de circulación y se acondiciona el fluido por NATIVO DISPERSO+ULTRADRILL refrescando la cantidad de sólidos y agregando a las lutitas, estabilizadores mecánicos.

Fluido Ultradrill

El fluido ULTRADRILL se utiliza para perforar secciones compuestas de arcillas hidratables y sensitivas con el tiempo, por lo que se utiliza un sistema bajo en sólidos, los cuales inhiben las arcillas presentes en las formaciones de Tiyuyacu y Tena. El sistema incluye inhibidores, un encapsulador, un surfactante para prevenir el embolamiento de la broca y el conjunto de fondo, reductores de filtrado, los cuales ayudarán a minimizar la invasión manteniendo la estabilidad del hoyo.

Fluido Flo Pro Nt

El fluido FLO PRO NT se utilizó para la perforación de la sección 8 1/2" y ayudó a suspender y transportar los recortes, reduce el torque y arrastre, pegas diferenciales, minimiza la concentración de sólidos, inhibe las arcillas presentes en zonas productoras. Este es un fluido DRILL IN para la perforación de pozos horizontales y altamente inclinados. Para mejorar la limpieza del hoyo se bombea píldoras viscosas.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS TÉCNICO DE VARIABLES Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.

4.1. Descripción metodológica

La metodología utilizada para el desarrollo de este capítulo consta de seis pasos. En la revisión bibliográfica, se realizó una búsqueda de información asociada a la teoría de limpieza de hoyos en pozos de alto ángulo de inclinación, parámetros de perforación, propiedades reológicas de los fluidos de perforación, en libros, *papers*, tesis de pregrado, tesis de maestría y publicaciones.

En la recopilación de información, se seleccionaron 7 pozos con alto ángulo de inclinación ($\theta > 50^\circ$), esta información se obtuvo de los reportes finales de perforación de cada pozo, con la finalidad de cuantificar los problemas operacionales asociados a la ineficiente limpieza del hoyo.

Para el análisis de los problemas operacionales, se realizó una matriz en la cual se resume: trayectorias de pozos, características de la formación perforada, tipo y densidad del fluido de perforación, propiedades reológicas del fluido y parámetros de perforación, problemas operacionales asociados a la limpieza del hoyo. Para analizar la naturaleza de cualquier evento durante la perforación del pozo y sus posibles causas, se desarrollaron gráficas de las propiedades reológicas del fluido y parámetros de perforación en función de la profundidad vertical verdadera (TVD).

En la estimación de la ventana operacional se utilizó métodos empíricos para la predicción de la presión de formación, presión de fractura y densidad de trabajo. Para estimar el caudal crítico se emplearon 4 métodos empíricos (Hopkins, Larsen, Rubiandini y Peden et al.). Finalmente se muestran los resultados de la ventana operacional y caudales críticos del pozo TPTC-032.

El esquema que se presenta a continuación, muestra un resumen de la metodología que se utilizó para el desarrollo de este capítulo (figura 4.1).

4.2. Recopilación de información

Para el desarrollo de este trabajo de titulación, se analizó las propiedades reológicas del fluido, los parámetros de perforación, los problemas asociados a la ineficiente limpieza del hoyo y los ensamblajes de fondo utilizados durante la perforación de 7 pozos de la plataforma Tiputini

C, se eligieron estos pozos debido a su alto ángulo de inclinación. Para el análisis de las propiedades reológicas del fluido y parámetros de perforación se realizaron curvas de estas variables en función de la profundidad vertical verdadera para cada sección, con estas curvas se puede visualizar de una manera general la influencia de las variables con el requerimiento de caudal dentro del espacio anular entre el hoyo y la sarta de perforación, además, se tratará de asociar estas figuras con los diferentes problemas relacionados con la ineficiente limpieza del hoyo ocurridos durante la perforación, viajes de calibre y corrida de tubería de revestimiento. Esta información será la base para el desarrollo del capítulo 5, dónde, se diseñará las variables y parámetros de perforación para garantizar la limpieza del hoyo en pozos de alto ángulo.

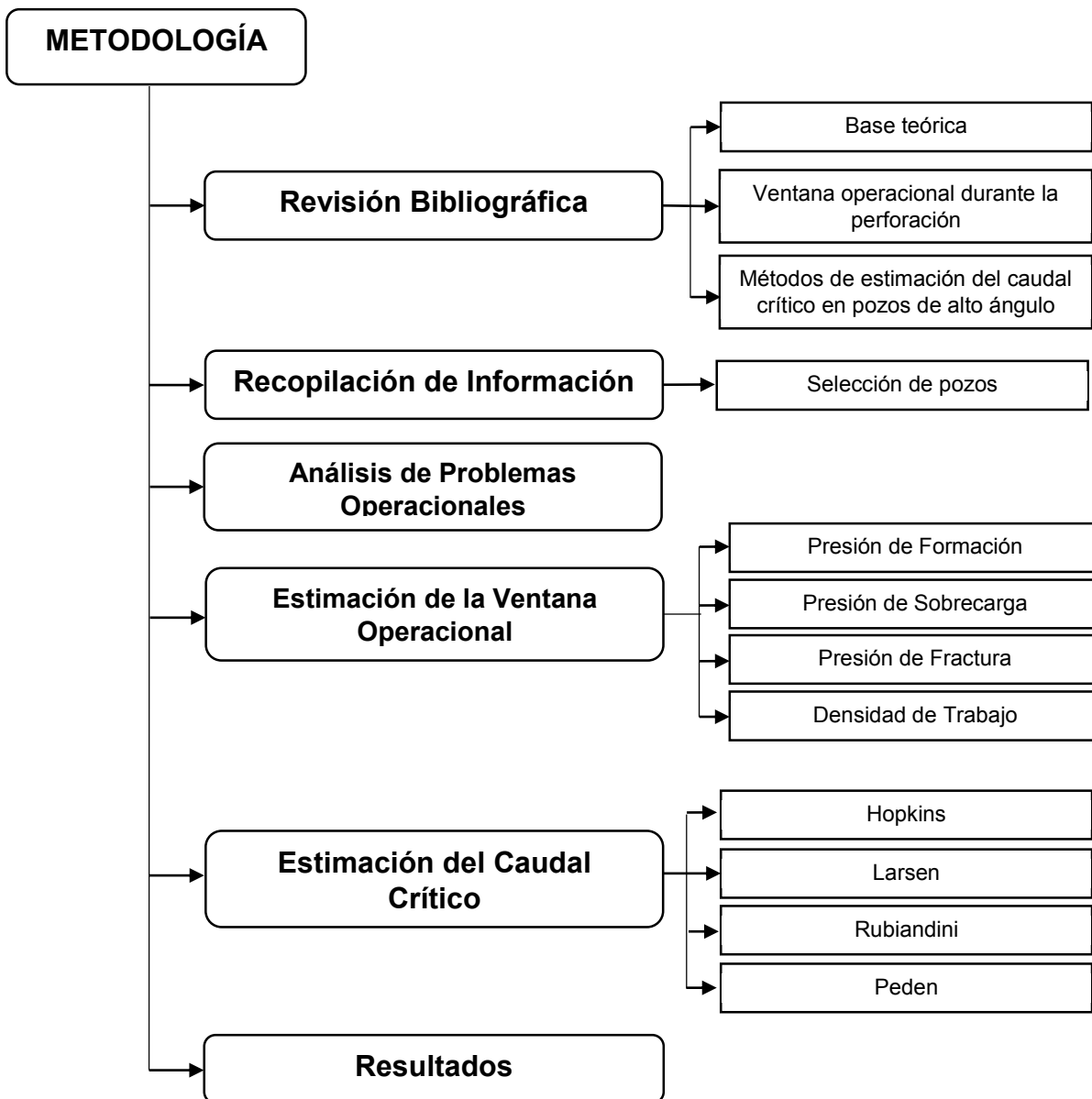


Figura 4. 1. Flujograma de la metodología para el desarrollo del capítulo 4
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

Las propiedades reológicas del fluido y parámetros de perforación fueron resumidos por secciones en las figuras 4.2 hasta la 4.16, el resumen de los problemas asociados a la ineficiente limpieza del hoyo por secciones se presentan en la tabla 4.1 y finalmente los ensamblajes de fondo utilizados por secciones se resume en las tablas 4.2 y 4.3, además las horas de perforación por el tipo de sistema utilizado en cada pozo de la sección de 16" y 12,25" se muestra en las figuras 4.17 y 4.18 respectivamente. Esta información se obtuvo de los reportes de perforación finales del campo Tiputini.

4.2.1. Propiedades reológicas del fluido y parámetros de perforación

Para analizar las propiedades reológicas y parámetros de perforación se construyeron curvas por secciones en comparación con la profundidad medida. La mayoría de pozos analizados tiene 4 secciones (excepto TPTC-011S). La sección de 26" no se la analizará debido a que es vertical y no es tema de estudio de este trabajo de titulación.

4.2.1.1. Sección 16"

Para la perforación de estos pozos se inicia con una reología más alta en la formación de Indiferenciado y se incrementa previo a la perforación de Orteguaza, los pozos TPTC-026, TPTC-028 y TPTC-032 iniciaron con propiedades reológicas más bajas en comparación a los pozos TPTC-011, TPTC-014, TPTC-015. El pozo TPTC-005 en la sección de 16" solo llega hasta Indiferenciado, pero para objeto de estudio se recopilaron sus propiedades hasta la perforación de Tiyuyacu.

Los pozos TPTC-005 y TPTC-011 iniciaron la sección con caudales bajos con respecto a los demás pozos, la mayoría de pozos tienden a disminuir el caudal previo a perforar la formación Orteguaza, en los pozos TPTC-026, TPTC-028 y TPTC-032 no disminuyen su caudal debido al aumento del TFA tratando de mantenerlo lo más alto posible evitando generar erosión por impacto hidráulico en lutitas. En los pozos TPTC-026, TPTC-028 y TPTC-032 se puede observar el aumento de la RPM a $\pm 1000'$ en [MD] debido al cambio de sistema de perforación.

Se observa que la ROP presenta la misma tendencia de disminución previo a la perforación de la formación Orteguaza, esto debido a la estrategia de limpieza del hoyo. El pozo TPTC-011 presentó ROP relativamente alto con respecto a los demás pozos.

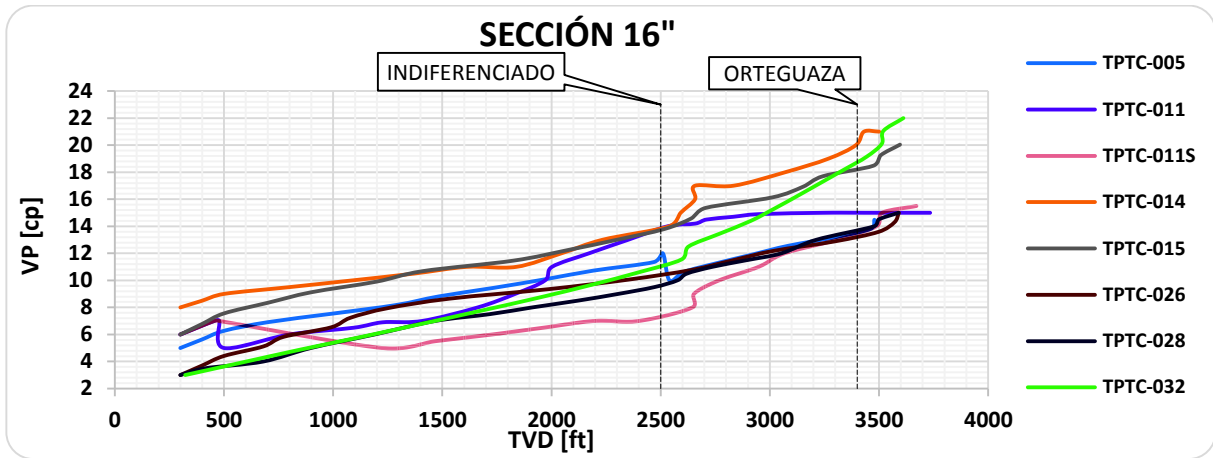


Figura 4. 2. Viscosidad plástica vs profundidad vertical verdadera sección 16"
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

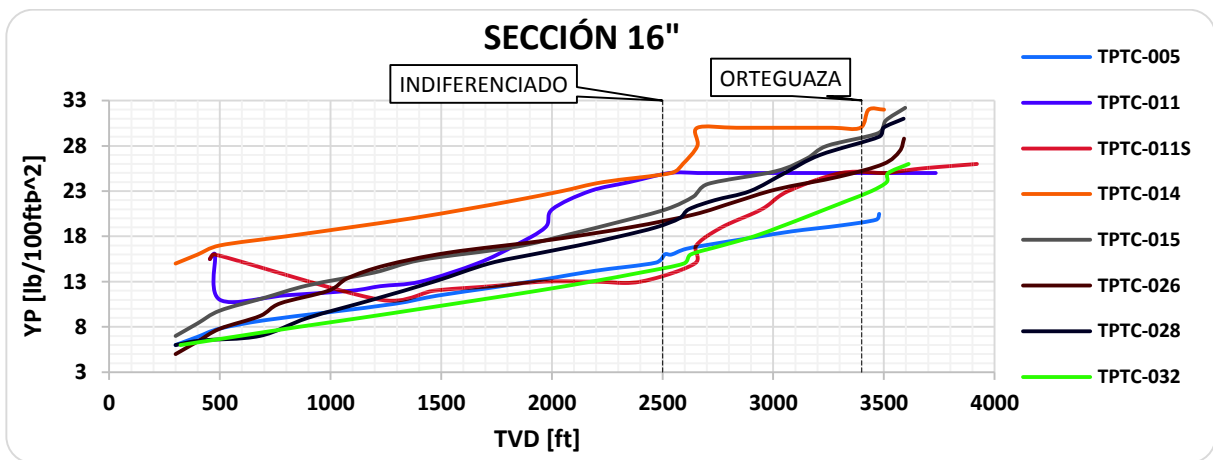


Figura 4. 3. Punto cedente vs profundidad vertical verdadera sección 16"
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

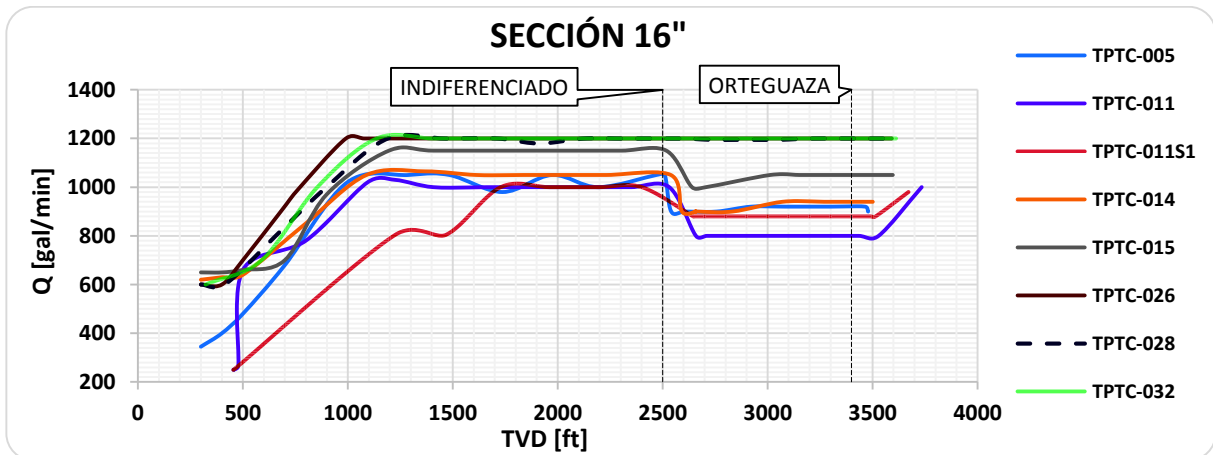


Figura 4. 4. Caudal vs profundidad vertical verdadera sección 16"
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

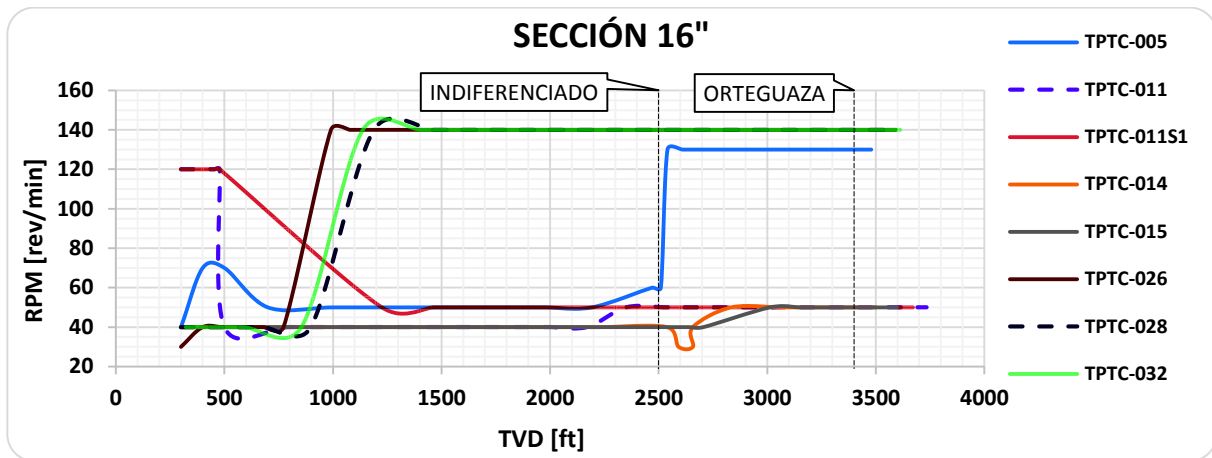


Figura 4. 5. Revoluciones por minuto vs profundidad vertical verdadera sección 16”
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

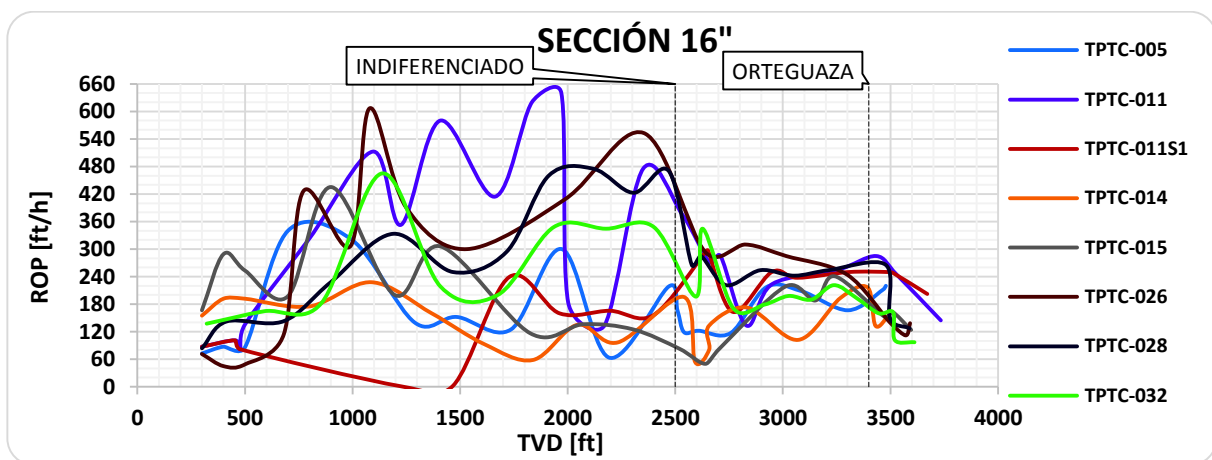


Figura 4. 6. Tasa de penetración vs profundidad vertical verdadera sección 16”
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

4.2.1.2. Sección 12,25”

En esta sección se puede observar que conforme ha avanzado el desarrollo de perforación en la plataforma Tiputini C, se ha disminuido el valor de la viscosidad plástica siendo el más bajo el pozo TPTC-032. Los pozos TPTC-005, TPTC-014 y TPTC-032 presentaron puntos cedentes bajos con respecto a los demás pozos. El caudal presenta valores medios en la mayoría de pozos con excepción del pozo TPTC-032.

Se observa valores de RPM promedios con excepción de los pozos TPTC-005 y TPTC-032 ya que para la perforación de esta sección se utilizó el sistema RSS. En la figura 4.16 se observa valores de ROP similares para todos los pozos a excepción del pozo TPTC-026 el cual presenta valores altos de ROP y esto se puede asociar al problema de amago de empaquetamiento en esta sección.

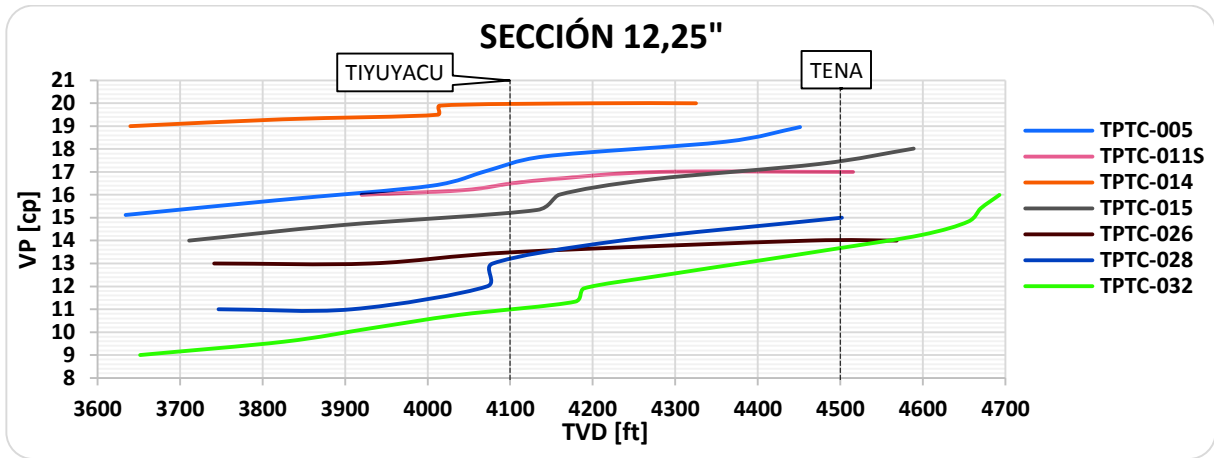


Figura 4. 7. Viscosidad plástica vs profundidad vertical verdadera 12,25"
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

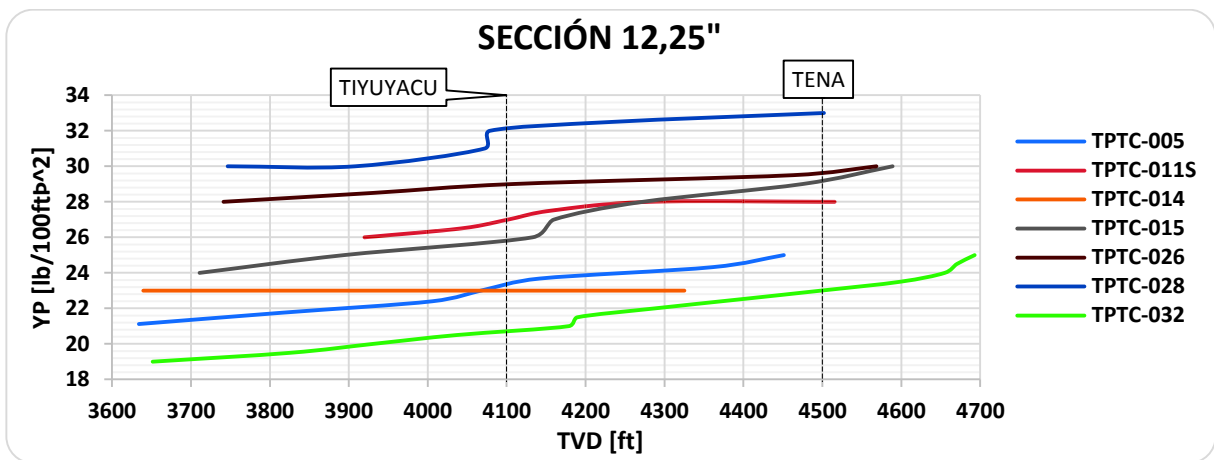


Figura 4. 8. Punto cedente vs profundidad vertical verdadera sección 12,25"
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

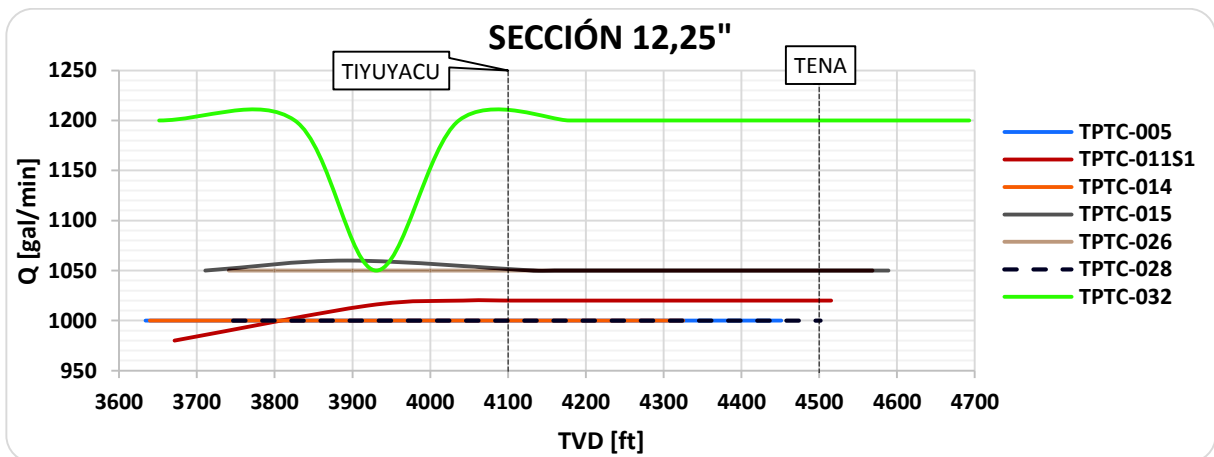


Figura 4. 9. Caudal vs profundidad vertical verdadera sección 12,25"
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

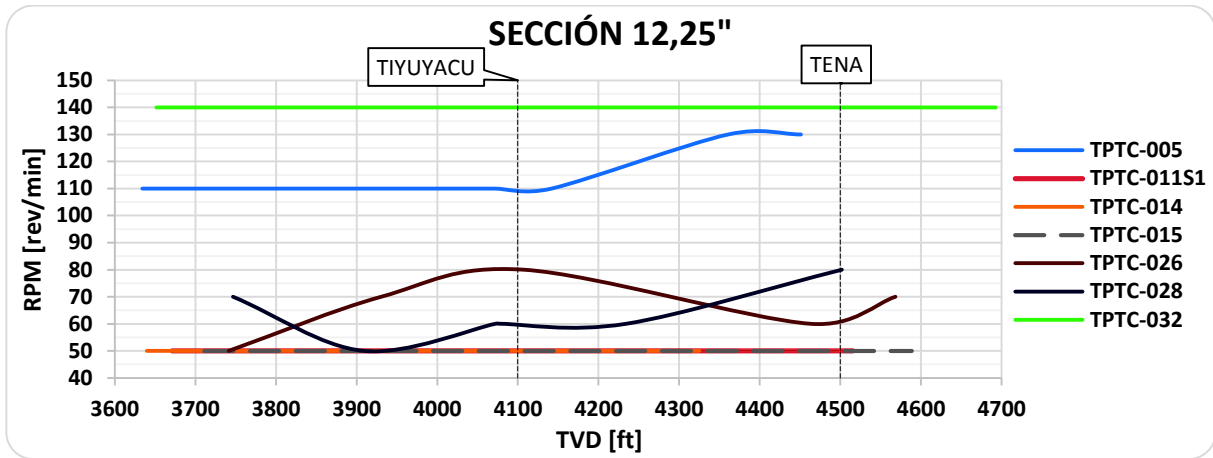


Figura 4. 10. Revoluciones por minuto vs profundidad vertical verdadera sección 12,25”
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

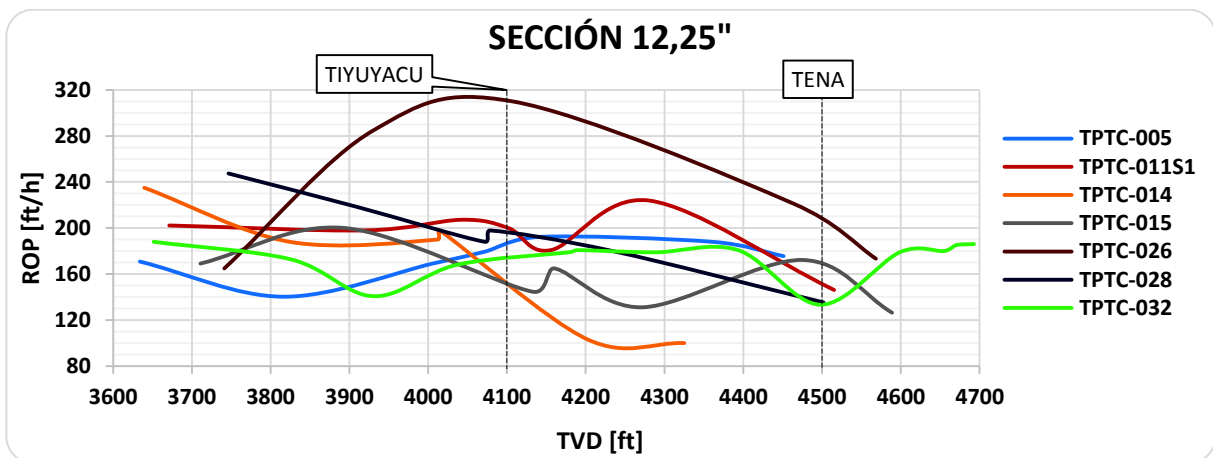


Figura 4. 11. Tasa de penetración vs profundidad vertical verdadera sección 12,25”
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

4.2.1.3. Sección 8,5”

En la perforación de esta sección se utiliza propiedades reológicas altas, los valores de viscosidad plástica en los pozos TPTC-026, TPTC-028 y TPTC-032 fueron menores con respecto a los demás pozos, en la mayoría de pozos los puntos cedentes tienen tendencia de aumento, excepto el pozo TPTC-026 que disminuyó el punto cedente.

El caudal presentó un valor promedio entre 350 y 420 en la mayoría de pozos a excepción del pozo TPTC-005 y TPTC-026 que presentaron caudales altos en el inicio de la sección debido a la presencia de arcilla. Los pozos TPTC-026, TPTC-028 y TPTC-032 no presentaron tendencia a disminuir su caudal al final de la sección, siendo la RPM más alta en el pozo TPTC-032 por el uso del sistema de perforación RSS. La tasa de penetración se mantuvo baja y con la misma tendencia en todos los pozos debido a que se atraviesa la zona objetivo (M-1).

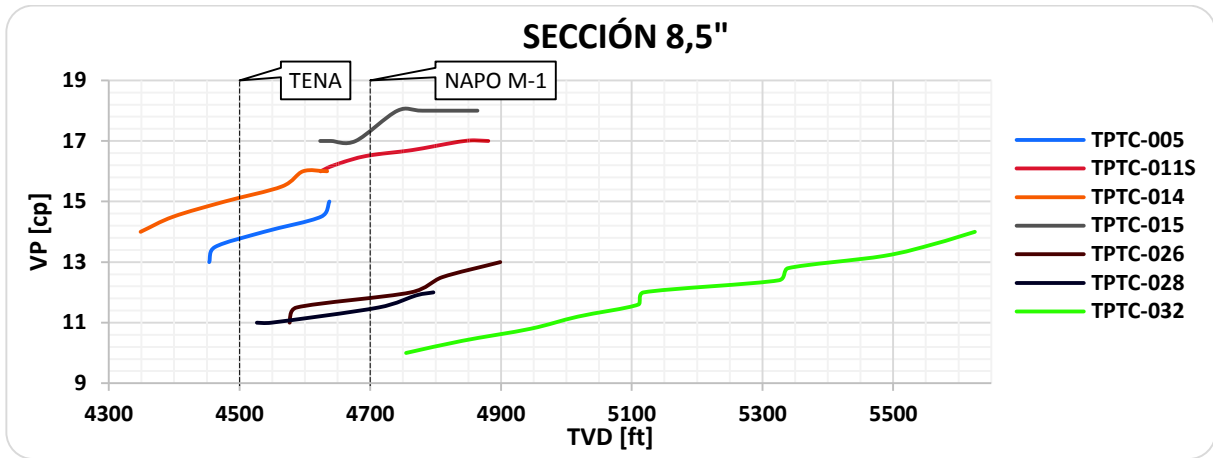


Figura 4. 12. Viscosidad plástica vs profundidad vertical verdadera sección 8,5"
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

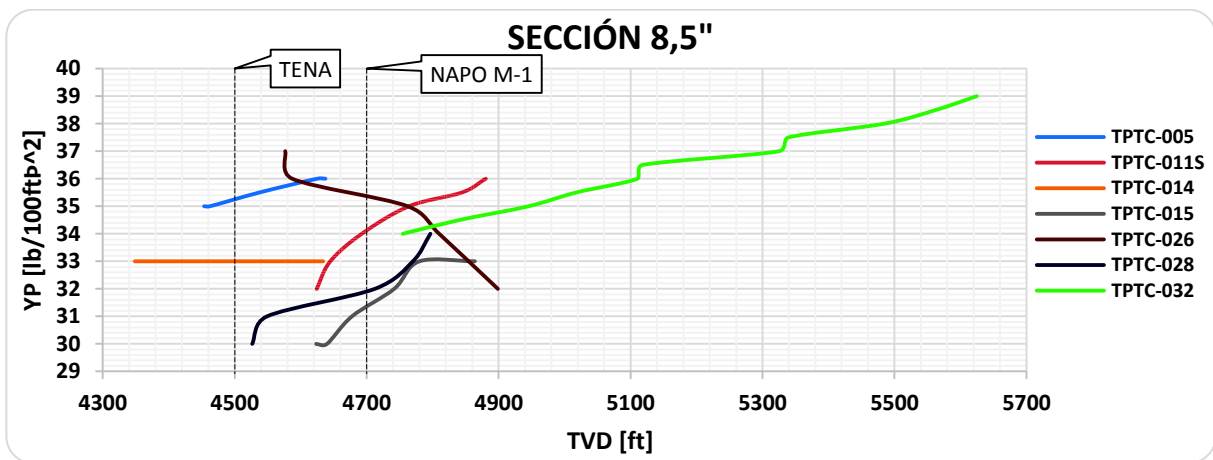


Figura 4. 13. Punto cedente vs profundidad vertical verdadera sección 8,5"
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

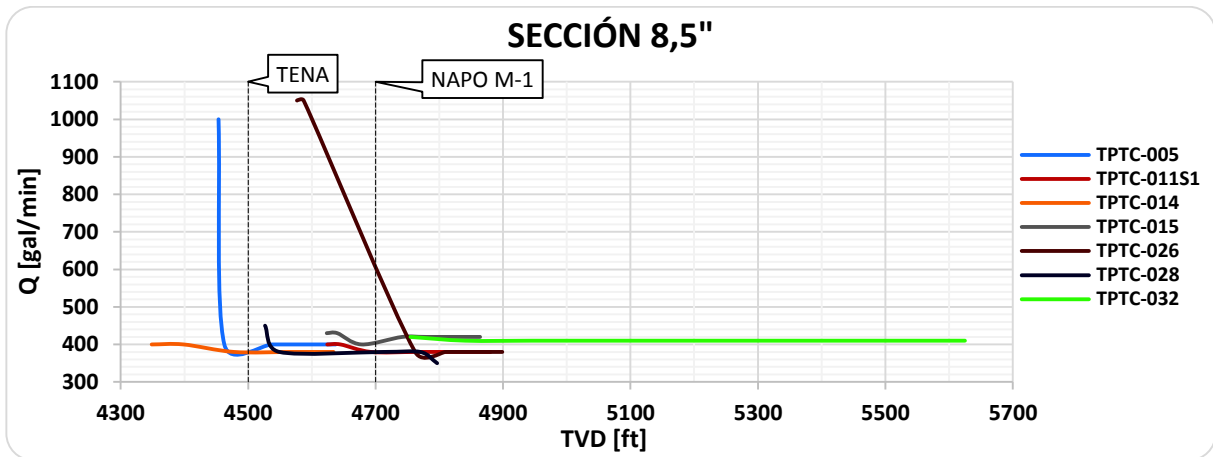


Figura 4. 14. Caudal vs profundidad vertical verdadera sección 8,5"
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

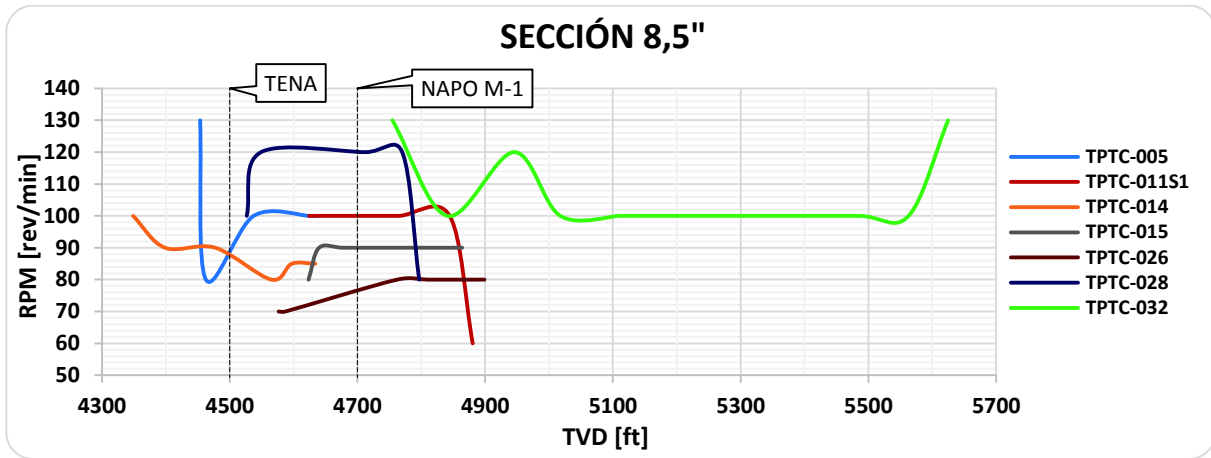


Figura 4. 15. Revoluciones por minuto vs profundidad vertical verdadera sección 8,5"
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

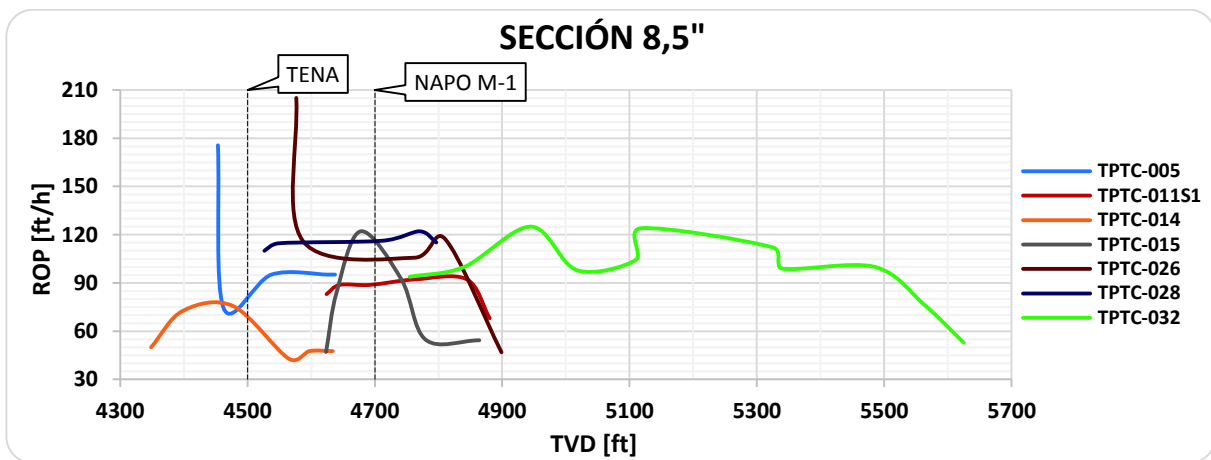


Figura 4. 16. Tasa de penetración vs profundidad vertical verdadera sección 8,5"
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

4.2.2. Problemas operacionales durante la perforación de pozos de alto ángulo en la plataforma Tiputini C.

La perforación de pozos en la plataforma Tiputini C presentan trayectorias con alto ángulo de inclinación y una sección tangente extensa en relación con la profundidad vertical verdadera (TVD menor a 4800 [pies]), este tipo de trayectorias se han caracterizado por presentar dificultades en la limpieza del hoyo, lo que ha generado diversos problemas relacionados a esta, como por ejemplo empaquetamiento, restricciones y puntos de apoyo en viajes de calibración y el problema más grande de empaquetamiento en el pozo TPTC-011 con pérdidas de herramientas. Un resumen de los problemas presentados en los pozos analizados de la plataforma Tiputini C se presentan en la tabla 4.1.

TABLA 4. 1. RESUMEN DE PROBLEMAS OPERACIONALES EN LOS POZOS ANALIZADOS CON ALTO ÁNGULO DE INCLINACIÓN EN LA PLATAFORMA TIPUTINI C.

SECCIÓN	TPTC-005	TPTC-011	TPTC-011S1	TPTC-014	TPTC-015	TPTC-026	TPTC-028	TPTC-032
16	Paros de rotaria y puntos de apoyo en el viaje de control	Presencia de arcilla reactiva (gumbo).	Ninguno	Slide de corrección con restricciones en intervalos arcillosos. En viajes de control restricciones en salida y puntos de apoyo en bajada (1279'-2033' y 2534'-2692'). Indiferenciado, intervalo arcilloso con presencia de arena y limolita.	A 3025' en lutita verde de Ortegua se observa incremento de presión y torque (3100 psi, 28 kft-lbs) debido a empaquetamiento de la sarta pierde rotación y retornos. Restricciones en el viaje de control, y en la corrida del revestimiento.	Restricciones en el viaje a superficie.	A 4600' amago de empaquetamiento y puntos de apoyo. Durante viaje control restricción en intervalos diferentes desde 3200'-1133'. En bajada de revestidor desde los 3120' (transición Chalcana - Ortegua) fuerte restricción (conato de empaquetamiento).	A 2917' (lutita verde de Ortegua) pico de presión y pierde rotación. Restricciones y puntos de apoyo en el viaje de calibración y corrida del revestidor.
12,25	Tensiones y apoyos durante los viajes. Pega de tubería con pérdida de fluido en Ortegua a 4470' (lutita verde). Camas de recortes en las zonas aledañas y dentro del revestidor. Problemas de inestabilidad en Ortegua, en los retornos luego de circular incremento de recortes y lutitas de gran tamaño.	Restricción en viaje de control en varios intervalos. A 3701' en Ortegua, (limolita) empaquetamiento de tubería, a 2168' en Indiferenciado, (arcilla) empaquetamiento de tubería con pérdida de herramientas.	En viaje de control (Sacando y Bajando) se observó restricciones en Ortegua, Tiyuyacu y Tena. A 3951' en Ortegua (lutita verde con intercalaciones de limolita) empaquetamiento de la tubería.	Durante viaje de control, sacando BHA se observó puntos apretados con bomba (5441'-5380' Tena, intervalo arcilloso y 5312'-4859' F. Tiyuyacu, intervalo arcilloso con presencia de limolita). Con <i>back reaming</i> (4783'-4473'). F. Tiyuyacu, intervalo arcilloso con presencia de arena.	Restricciones durante el viaje y en la corrida del revestidor. <i>Over pull</i> dentro del revestidor	Restricción dentro del casing. En viaje a superficie presentó pocos puntos de restricción en hoyo abierto, pero dentro del casing siguió observando restricción, por lo que volvió al hoyo y circulo tren de plidoras sin poder eliminar la restricción.	Gran cantidad de arcilla ocasionó que se taponara el <i>flow line</i> . Restricciones dentro del revestimiento al realizar viaje de control	
8,5	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Puntos apretados en el viaje de control y en corrida del revestimiento.	Restricciones en viaje de control. A 7435' empaquetamiento de la sarta y pierde rotación en la arena M1.	En viaje de control se observó restricción en el intervalo del cuerpo de arena inferior (F. Tena). Durante bajada de liner desde 6828' MD apoyo con tendencia a empaquetamiento.	Ninguno.

Fuente: Reporte final de perforación, Petroamazonas EP.
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

4.3. Estudio de los sistemas de perforación utilizados en el BHA.

4.3.1. Sección de 16”

En la figura (4.17) se puede observar que para la perforación de esta sección los 3 primeros pozos utilizaron el sistema de perforación *steerable motor* mientras que en los pozos siguientes se utilizó una combinación de los sistemas de perforación, para el primer tramo se utilizó el sistema *steerable motor* y para el tramo final el sistema *rotary steerable*. Se debe considerar que el pozo TPTC-005 en esta sección llega hasta la formación Indiferenciado y el pozo TPTC-011 presenta un esquema mecánico diferente a los demás pozos y para la perforación de esta sección utilizó BHA convencional. Un resumen de los sistemas de perforación implementados en el BHA durante la construcción de esta sección se presenta en la tabla 4.2.

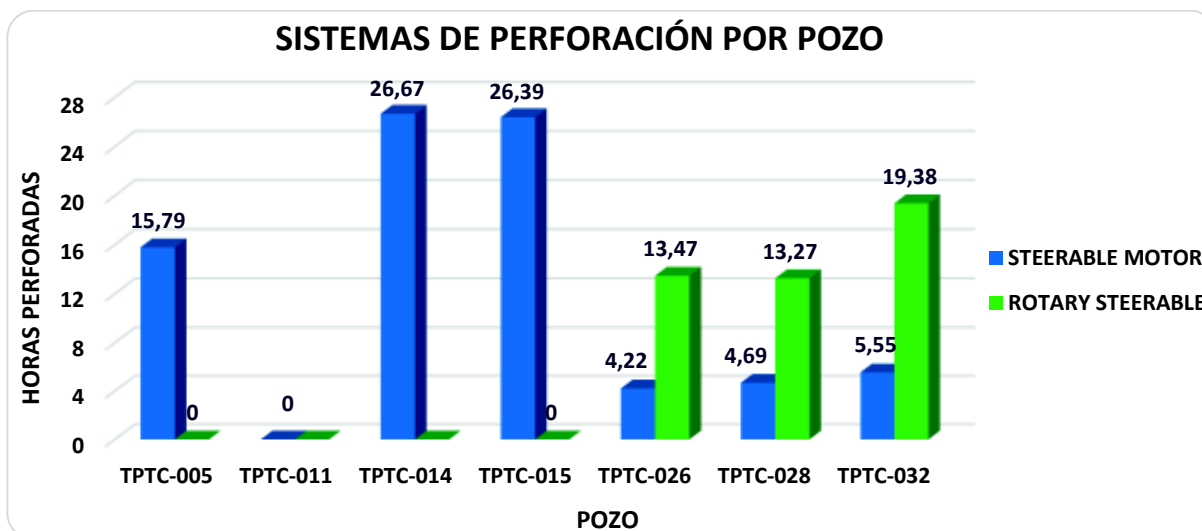


Figura 4. 17. Sistemas de perforación implementados en el ensamblaje de fondo (BHA) por horas de perforación en cada pozo sección 16”

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

TABLA 4. 2. RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN IMPLEMENTADOS EN EL BHA DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN 16”.

POZO	SISTEMA DE PERFORACIÓN	RESULTADO DE BHA	CONDICIÓN DE BHA
TPTC-005	Steerable motor (MOTOR XP)	BHA presentó comportamiento variable en relación directa a la litología. Pierde inclinación en intervalos arenosos.	No se observó desgaste significativo en los componentes del BHA.
TPTC-011	NA	NA	NA

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

CONTINUACIÓN TABLA 4. 3. RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN IMPLEMENTADOS EN EL BHA DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN 16”.

POZO	SISTEMA DE PERFORACIÓN	RESULTADO DE BHA	CONDICIÓN DE BHA
TPTC-014	Steerable motor (MOTOR XP)	BHA tiene marcada tendencia a tumbar inclinación a excepción de los primeros 1000' de Chalcana. En Orteguaza zona de lutitas mantuvo inclinación en promedio en el intervalo Limolítico tendencia a incrementar en rotación de hasta 1° x 100'.	BHA sale en condiciones normales, sin desgaste significativo.
TPTC-015	Steerable motor (MOTOR XP)	BHA tiene marcada tendencia a tumbar inclinación a excepción de los primeros 1000' primeros de Chalcana. En Orteguaza zona de lutitas mantuvo inclinación en promedio en el intervalo Limolítico tendencia a incrementar en rotación de hasta 0,7° x 100'. Misma tendencia se observó en lutitas inferiores y limolita de la formación Tiyuyacu.	Herramientas direccionales salen en condiciones normales, sin desgaste significativo.
TPTC-026	Steerable motor (MOTOR XP)	BHA con buena respuesta direccional al trabajo requerido.	Herramientas direccionales salen en condiciones normales, sin desgaste, salida por cambio de BHA programado.
	Rotary steerable (PD900)	Excelente desempeño durante la construcción del plan direccional. Observa algunas tendencias formacionales las cuales fueron compensadas con settings enviados a la herramienta.	Herramientas direccionales salen en condiciones normales, sin desgaste significativo
TPTC-028	Steerable motor (MOTOR XP)	BHA con buena respuesta direccional al trabajo requerido.	Herramientas direccionales salen en condiciones normales, sin desgaste, salida por cambio de BHA programado.
	Rotary steerable (PD900)	Excelente desempeño durante la construcción del plan direccional. Observa algunas tendencias formacionales las cuales fueron compensadas con settings enviados a la herramienta.	Herramientas direccionales salen en condiciones normales, sin desgaste significativo
TPTC-032	Steerable motor (MOTOR XP)	BHA con buena respuesta direccional al trabajo requerido.	Herramientas direccionales salen en condiciones normales, sin desgaste, salida por cambio de BHA programado.
	Rotary steerable (PD900)	Fuerte tendencia formacional opuesta al giro planificado obligó a trabajar la herramienta pd900 al 100% durante la ubicación del pozo a dirección planificada.	Herramientas direccionales salen en condiciones normales, sin desgaste significativo.

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

4.3.2. Sección 12,25”

La figura 4.18., indica que, para la perforación de esta sección, en los pozos TPTC-005 y TPTC-032 se utilizó el sistema de perforación *Rotary Steerable* mientras que para el resto de los pozos se implementó el sistema *Steerable Motor*. Un resumen de los sistemas de perforación implementados en el BHA durante la construcción de esta sección se presenta en la tabla 4.3.

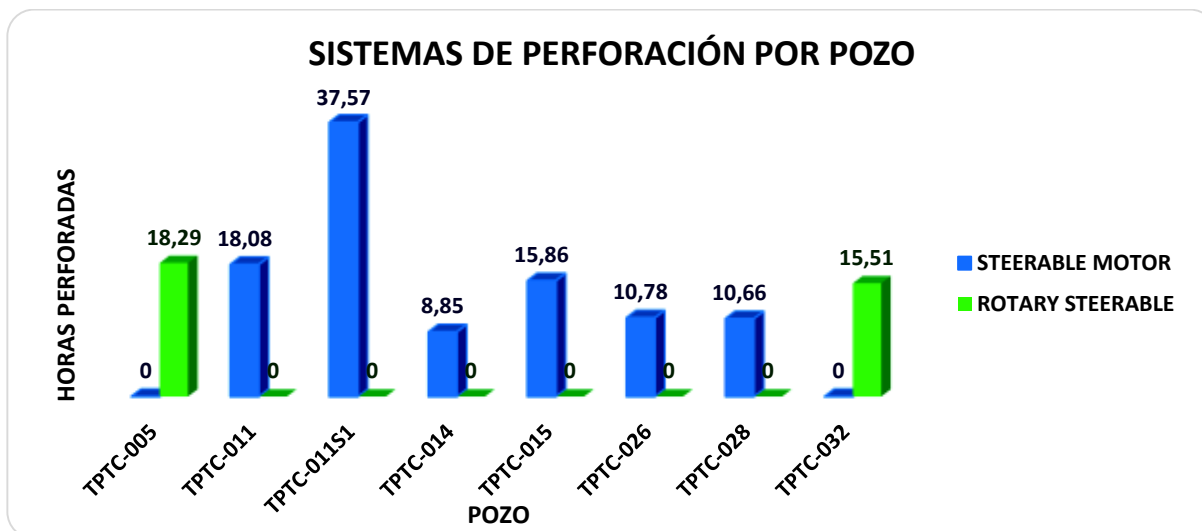


Figura 4. 18. Sistemas de perforación implementados en el ensamblaje de fondo (BHA) por horas de perforación en cada pozo sección 12,25”
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

TABLA 4. 4. RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN IMPLEMENTADOS EN EL BHA DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN 12,25”.

POZO	SISTEMA DE PERFORACIÓN	RESULTADO DE BHA	CONDICIÓN DE BHA
TPTC-005	Rotary steerable system (PD900)	Excelente desempeño logrando cumplir con plan direccional de acuerdo a programa.	No se observó desgaste significativo en los componentes del BHA.
TPTC-011	Steerable motor (MOTOR XP)	BHA responde de acuerdo las formaciones perforadas, el comportamiento fue lo más adecuado hasta llegar a la formación Tiyuyacu.	Herramienta perdida en el hoyo.
TPTC-011S1		BHA diseñado testear y limpiar tapón de cemento hasta punto de <i>side track</i> .	NA
	Steerable motor (MOTOR XP)	BHA presentó fuerte tendencia a perder inclinación de hasta $-1,2^\circ \times 100'$ y en la formación tena de $-0,9 \times 100'$.	Herramientas en superficie con desgaste mínimo en sus componentes externos.
TPTC-014	Steerable motor (MOTOR XP)	BHA tiene tendencia a incrementar inclinación sobre todo en la formación Tiyuyacu, disminuyendo la misma en la formación tena. La dirección del pozo se mantuvo estable en promedio	Herramientas direccionales salen en condiciones normales, sin desgaste significativo.
TPTC-015	Steerable motor (MOTOR XP)	BHA tiene tendencia a incrementar inclinación sobre todo en la formación Tiyuyacu, disminuyendo la misma en la formación tena. La dirección del pozo se mantuvo con una tendencia inicial de giro izquierda para finalmente estar estable.	Camisa del motor sale con un desgaste de 1/8" en la parte superior de tres aletas, <i>stabilizer</i> de 11 3/4" sin desgaste y la broca 1/16" fuera de calibre.

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

CONTINUACIÓN TABLA 4. 5. RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN IMPLEMENTADOS EN EL BHA DURANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN 12,25”.

POZO	SISTEMA DE PERFORACIÓN	RESULTADO DE BHA	CONDICIÓN DE BHA
TPTC-026	Steerable motor (MOTOR XP)	Tendencia inicial a perder inclinación muy ligeramente, la cual se incrementa dentro de la formación Tena con una marcada tendencia de giro izquierda.	Camisa del motor sale con 1/4" ug y 1/8" en el calibre de la broca.
TPTC-028	Steerable motor (MOTOR XP)	Tendencia inicial a perder inclinación muy ligeramente, la cual se incrementa dentro de la formación Tena con una marcada tendencia de giro izquierda inicialmente, en fondo el giro cambia la derecha.	Camisa del motor sale con 1/16" ug y la broca en calibre.
TPTC-032	Rotary steerable system (PD900)	Excelente desempeño, observa algunas tendencias formacionales las fueron compensadas con settings enviados a la herramienta.	Herramientas direccionales salen en condiciones normales, sin desgaste significativo.

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

4.4. Estimación de la ventana operacional y caudal crítico durante la perforación de pozos de alto ángulo en la plataforma Tiputini C.

El eficiente transporte de recortes, es una de las consideraciones más importantes en la limpieza de hoyos en pozos con alto ángulo de inclinación, además, es uno de los problemas más complejos y comunes que se presenta durante las operaciones de perforación.

Para esto, se pretende analizar la ventana operacional del fluido de perforación y los parámetros de perforación que influyen en el caudal crítico, es decir el caudal mínimo necesario para el efectivo transporte de recortes. Se pretende realizar el diseño de las variables y parámetros de perforación (Capítulo 5) en base a correlaciones empíricas que involucren la mayoría de parámetros de perforación como por ejemplo el método de Hopkins considera las propiedades reológicas del fluido de perforación, la densidad y tamaño de los recortes, Larsen además incluyen la tasa de penetración, Rubiandini y Peden et al., consideran la rotación de la sarta de perforación.

4.4.1. Datos del pozo TPTC-032

El objetivo es determinar la ventana operacional de densidad durante la perforación y el caudal crítico (Qcrit), mediante el uso de las correlaciones empíricas presentadas en el capítulo 2. El ejemplo del cálculo y la tabla de resultados de la ventana operacional del pozo TPTC-032, se muestran en el Anexo Capítulo 4.1. El ejemplo del empleo de las correlaciones empíricas

utilizadas para determinar el caudal crítico y la tabla de resultados del pozo TPTC-032, se presenta en el Anexo Capítulo 4.2. Los datos utilizados para el ejemplo de cálculo corresponden a la información del pozo TPTC-032 en el punto de su ángulo de mayor inclinación, los cuales se presentan a continuación en la tabla 4.4.

TABLA 4. 6. DATOS DEL POZO TIPUTINI 032, PERFORADO EN EL CAMPO TIPUTINI (PLATAFORMA TIPUTINI C).

POZO TPTC-032		
Parámetro	Valor	Unidad
MD	5348,89	[ft]
TVD	3651,51	[ft]
Ángulo	69,07	[°]
Densidad del fluido de perforación [ρ_f]	9,7	[lpg]
Viscosidad Plástica [VP]	9	[cp]
Punto Cedente [YP]	19	[lb/100 ft ²]
Q utilizado	1200	[GPM]
RPM	140	[rpm]
ROP	188	[ft/hr]
WOB	35	[klb]
Diámetro hoyo [Dh]	12,25	[in]
Diámetro de la tubería [Dp]	5,5	[in]
Densidad de la formación [ρ_s]	18,55	[lpg]
Densidad de la formación promedio a TVD [ρ_s]	21,465	[lpg]
Relación de Poisson	0,24	[adimensional]
Diámetro del recorte [ds]	0,38	[in]

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

4.4.2. Resumen de resultados de la ventana operacional y caudal crítico del pozo TPTC-032

La figura 4.19., muestra el resultado de la ventana operacional con los datos del pozo TPTC-032 y la tabla de resultados se presenta en el Anexo Capítulo 4.1.

Los caudales críticos y utilizados en comparación con la profundidad vertical verdadera se presentan en la figura 4.20 y la tabla de resultados se muestra en el Anexo Capítulo 4.2.

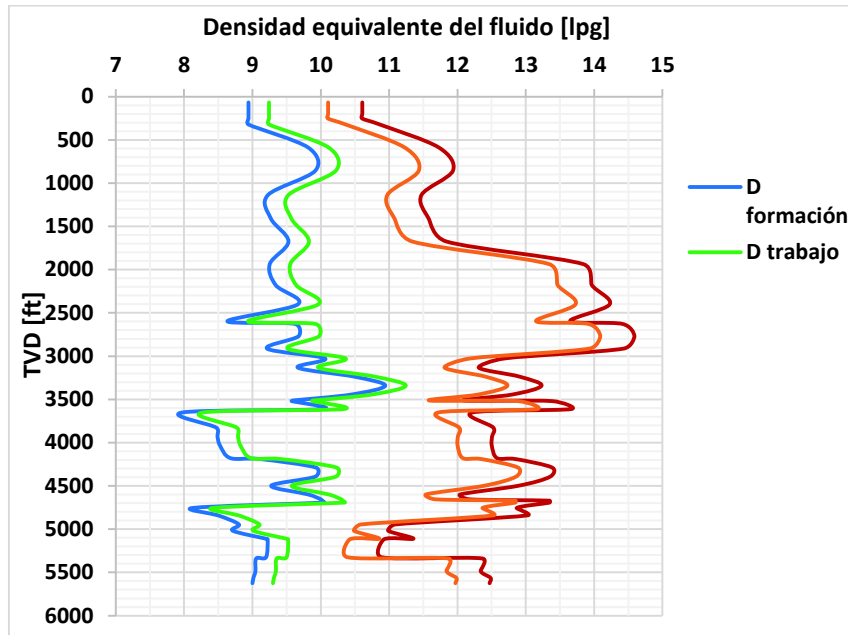


Figura 4. 19. Densidad equivalente del fluido vs profundidad
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

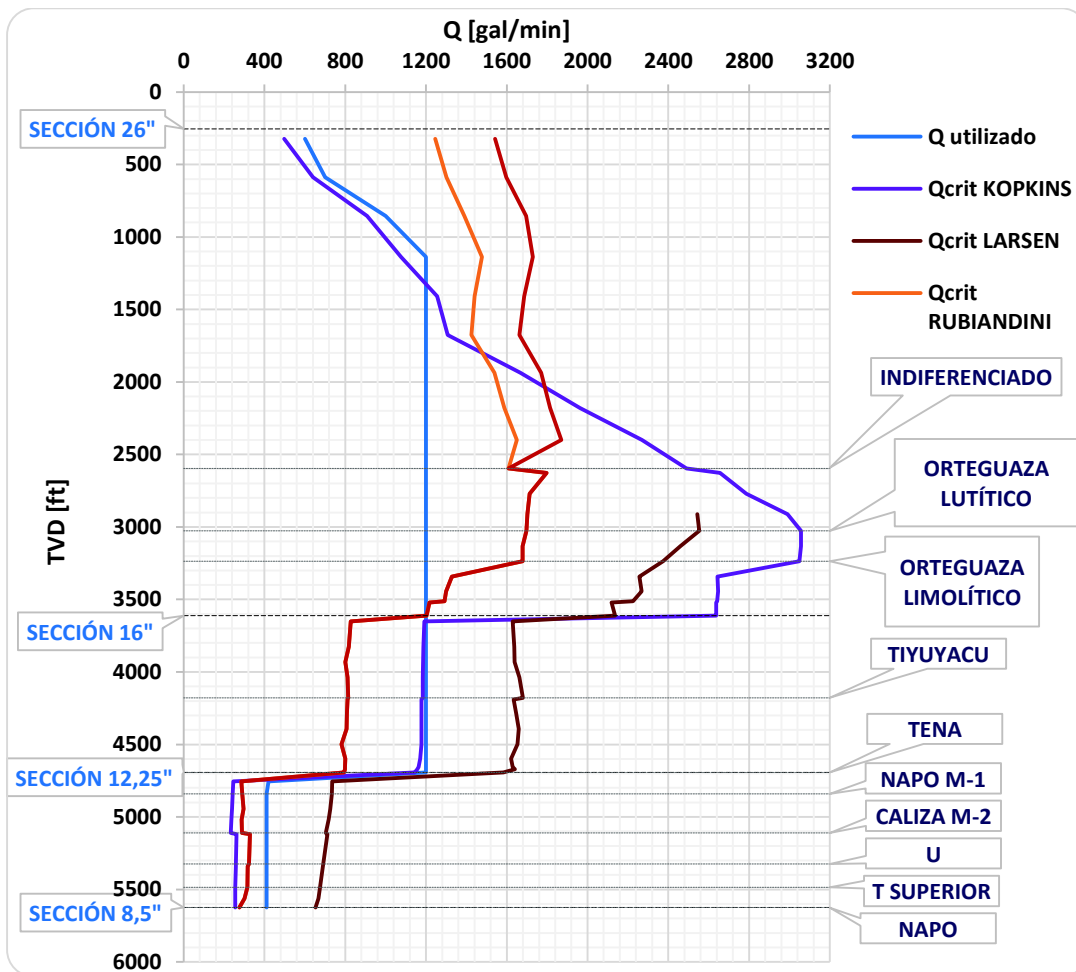


Figura 4. 20. Caudales críticos y caudal utilizado vs profundidad vertical verdadera (TVD)
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

CAPÍTULO 5

5. DISEÑO DE VARIABLES Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.

Para el diseño de las variables y parámetros de perforación se realizó un estudio, del efecto en el caudal mínimo requerido (Q_{crit}) que causa la variación de: densidad, propiedades reológicas del fluido de perforación y la variación de los parámetros de perforación como es RPM y ROP. El estudio se realizó por secciones con el objetivo de comparar las curvas obtenidas en Excel con el simulador de una empresa prestadora de servicios petroleros.

Una vez comparado y verificado el grado de confiabilidad de las curvas de Q_{crit} vs profundidad vertical verdadera (TVD) obtenidas en el presente trabajo de titulación, se procedió a dividir las secciones por el tipo de formación para el diseño detallado de la densidad, propiedades reológicas del fluido y parámetros de perforación. Las curvas obtenidas se presentan en los Anexos del capítulo 5.

5.1. Estudio del efecto de la densidad y propiedades reológicas del fluido de perforación

Para el diseño de la densidad y propiedades reológicas del fluido de perforación se utilizará las correlaciones empíricas de Moore y Hopkins, debido a que estas correlaciones se encuentran en función de las propiedades objeto de estudio.

En la figura 5.1., se observa que la sección 16" y la sección 12,25" presentan altos caudales críticos, es decir, caudales mayores a la capacidad de la bomba (1200 GPM), por lo que el estudio del efecto de la densidad y propiedades reológicas del fluido de perforación se enfocará en las secciones mencionadas. Se consideró el estudio de la sección 12,25" debido a que se desea asegurar una eficiente limpieza del hoyo, además en las curvas se puede visualizar que se debe trabajar a la máxima potencia de la bomba para poder alcanzar el Q_{crit} en la sección 12,25". Lo que se buscará en estas secciones es minimizar el requerimiento de caudal (Q_{crit}) necesario para levantar los recortes del fondo del pozo hasta superficie.

5.1.1. Estudio del efecto de la densidad del fluido de perforación en el Q_{crit} .

La variación de la densidad del fluido de perforación está limitada por la ventana operacional, por lo que se debe tener cuidado al momento de la selección del valor de la densidad, dicho valor no puede ser menor a la densidad del fluido de la formación para evitar problemas de inlfujo durante la perforación, además, no puede tomar un valor mayor a la densidad del fluido de fractura para evitar filtración del fluido de perforación a las formaciones.

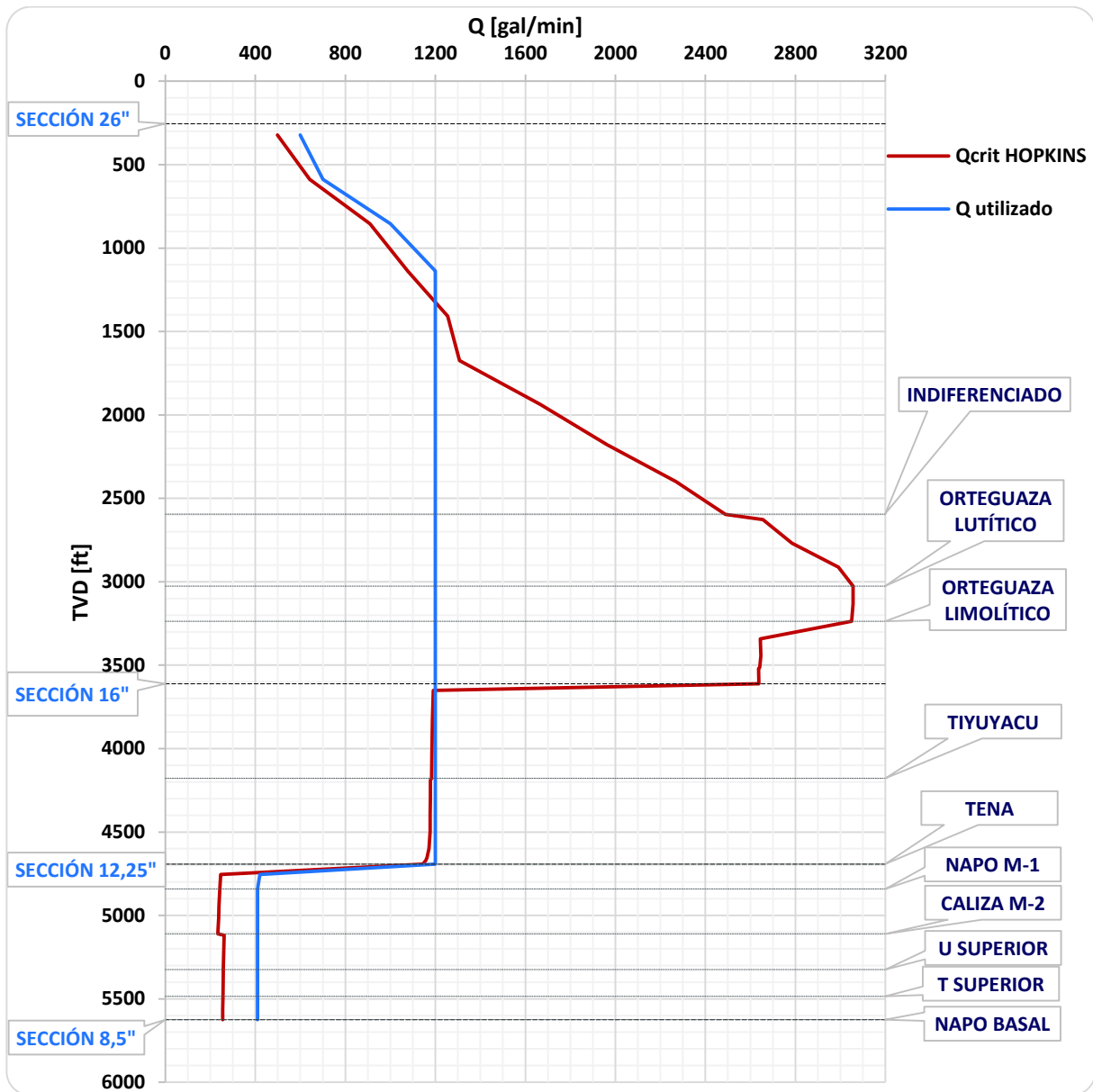


Figura 5. 1. Caudal crítico de Hopkins vs profundidad vertical verdadera (TVD).

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal

La figura 5.2., presenta el efecto en el Q_{crit} por la variación de la densidad del fluido de perforación. Mediante estas curvas de Q_{crit} se concluye que la densidad del fluido de perforación es inversamente proporcional al caudal crítico, es decir, un aumento de la densidad disminuye el requerimiento del caudal, mientras, que la disminución del valor de la densidad aumenta el Q_{crit} . Se debe tener en cuenta la ventana operacional para evitar problemas de injerto de los fluidos presentes en las formaciones o pérdida de circulación debido a la filtración del fluido de perforación a la formación.

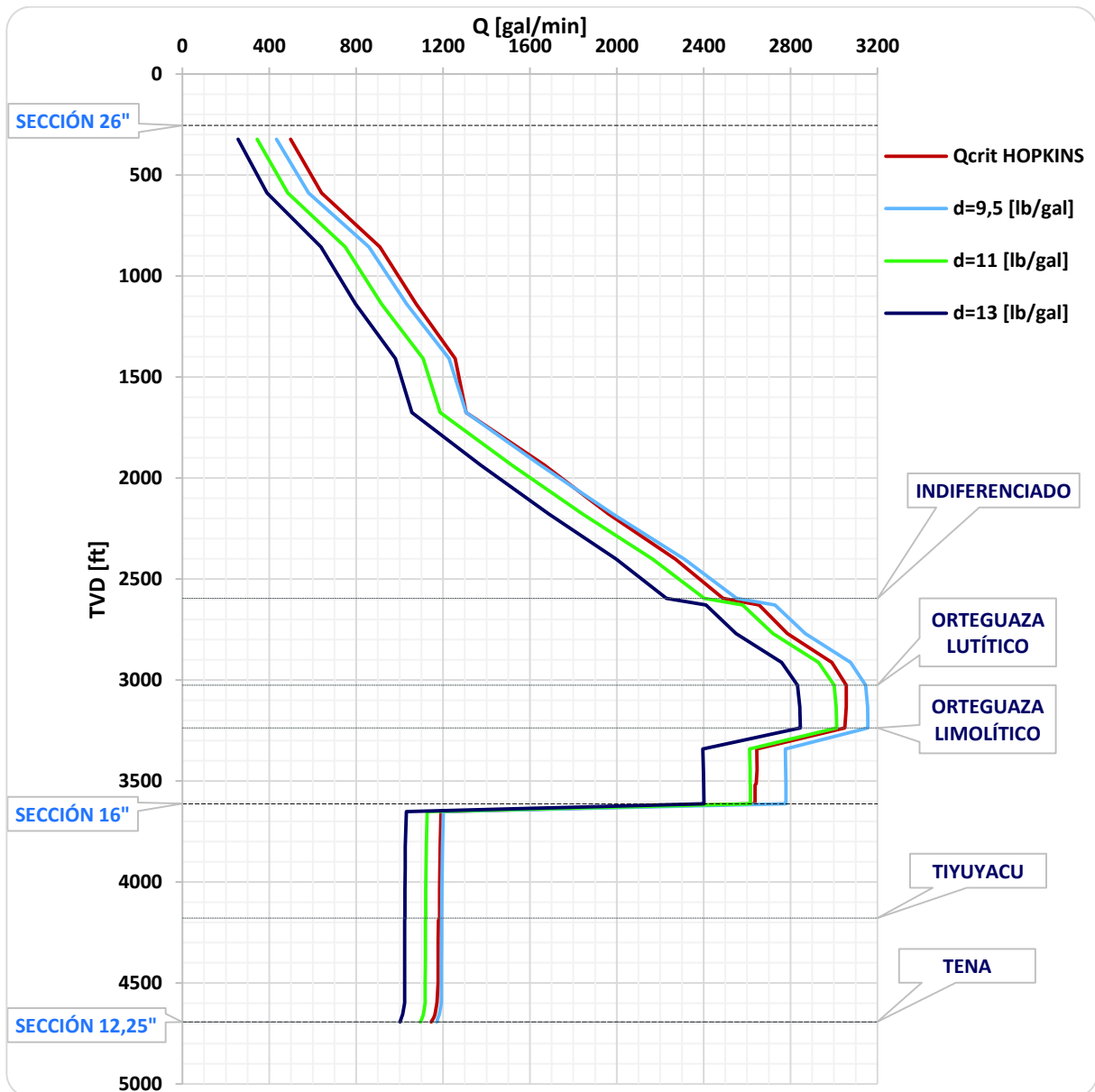


Figura 5. 2. Efecto de la densidad del fluido de perforación en el Q_{crit} método Hopkins.
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal

5.1.2. Estudio del efecto de la viscosidad plástica del fluido de perforación en el Q_{crit} .

La viscosidad plástica es una parte de la resistencia al flujo del fluido causado por la fricción mecánica ya sea entre los sólidos presente en el fluido o entre el sólido y el fluido de perforación. Para el estudio se utilizó tres valores de viscosidad plástica.

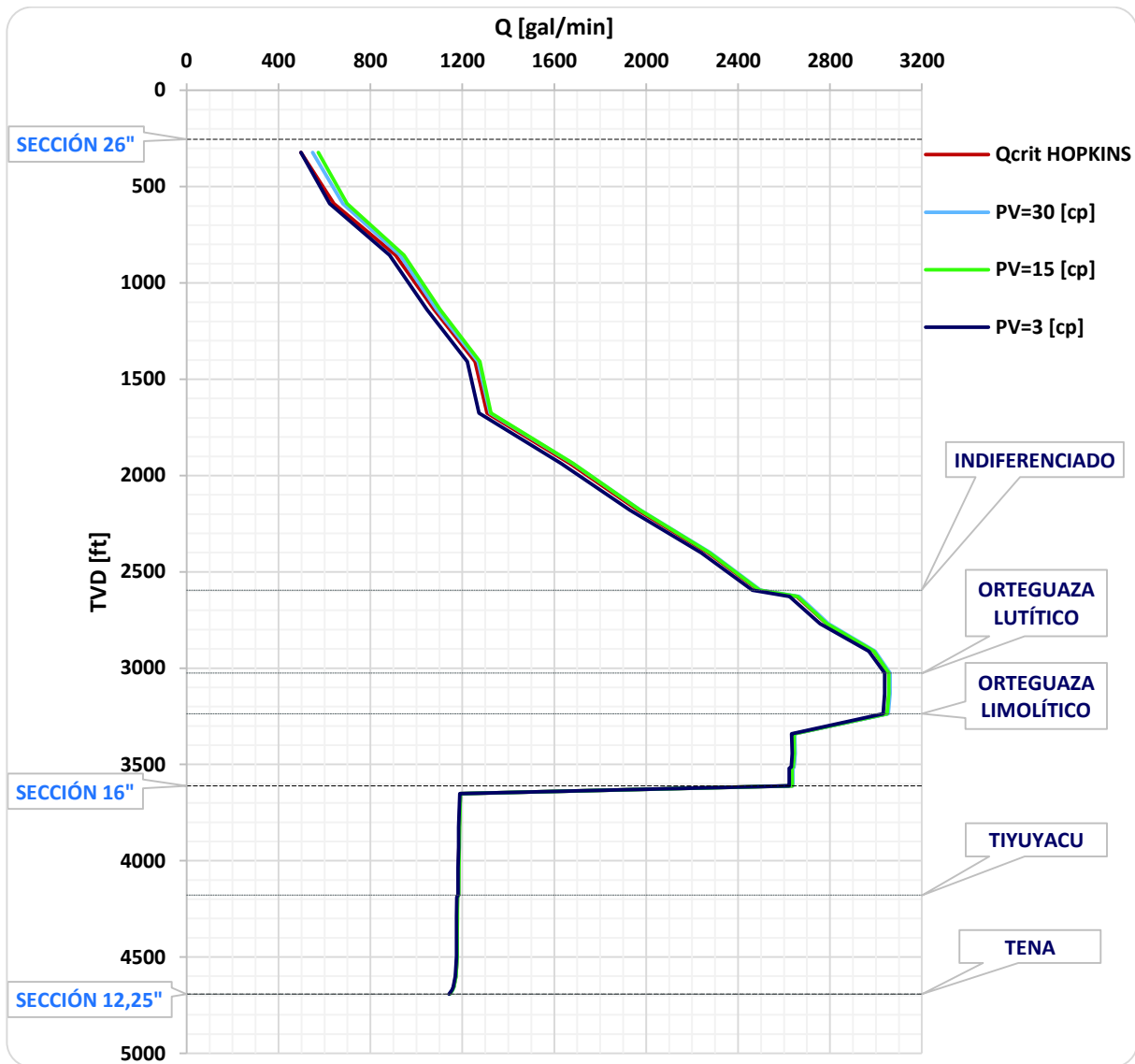


Figura 5. 3. Efecto de la viscosidad plástica en el Qcrit método de Hopkins
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

En la figura 5.3., se puede observar que el requerimiento del caudal Q_{crit} es directamente proporcional a la viscosidad plástica del fluido de perforación, es decir, a medida que disminuye la viscosidad plástica el requerimiento de caudal también disminuye, además se observa que el efecto causado en el Q_{crit} mediante la variación de la viscosidad plástica es mínimo en comparación con la variación de la densidad del fluido de perforación.

5.1.3. Estudio del efecto del punto cedente del fluido de perforación en el Q_{crit} .

El punto cedente del fluido de perforación al igual que la viscosidad plástica es una resistencia al flujo, pero la diferencia radica en que la resistencia generada por el punto cedente es debido a la fuerza de atracción electroquímica entre las partículas sólidas presentes en el fluido.

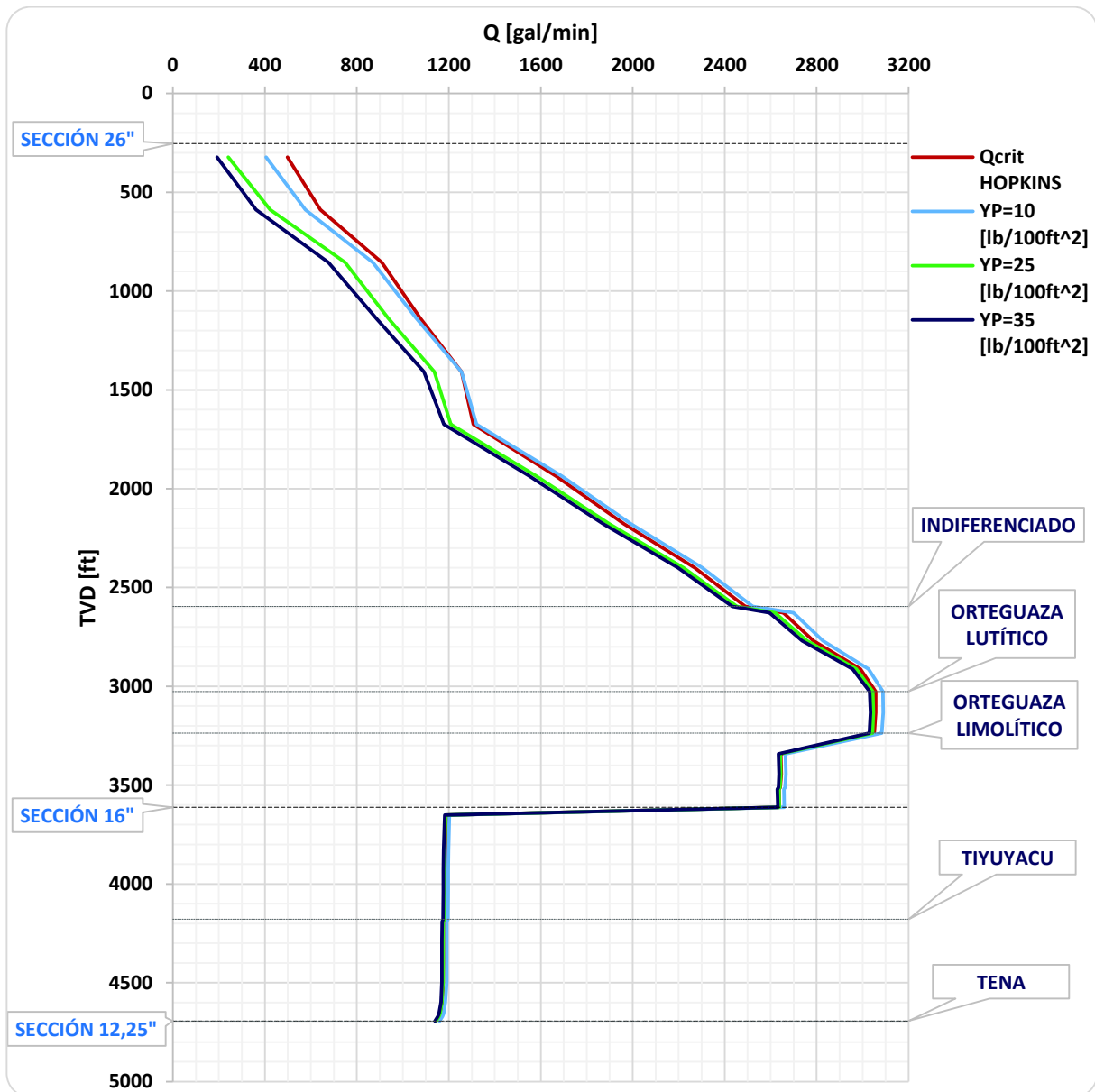


Figura 5. 4. Efecto del punto cedente del fluido de perforación en el Qcrit.

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

En la figura 5.4., se puede observar que el requerimiento del caudal es inversamente proporcional al punto cedente del fluido de perforación, esto es, cuando aumenta el punto cedente el requerimiento de caudal disminuye, se debe tomar en cuenta que la posibilidad de aumentar el valor del punto cedente depende del tipo de fluido con que se esté perforando.

5.2. Estudio del efecto de los parámetros de perforación (RPM y ROP)

Para el estudio del efecto de la RPM en el Qcrit se utilizará los métodos de Rubiandini, Peden ya que estos métodos consideran este parámetro para obtener el valor de Qcrit, mientras que para el estudio del efecto de la ROP se utilizará los métodos de Larsen, Rubiandini y Peden.

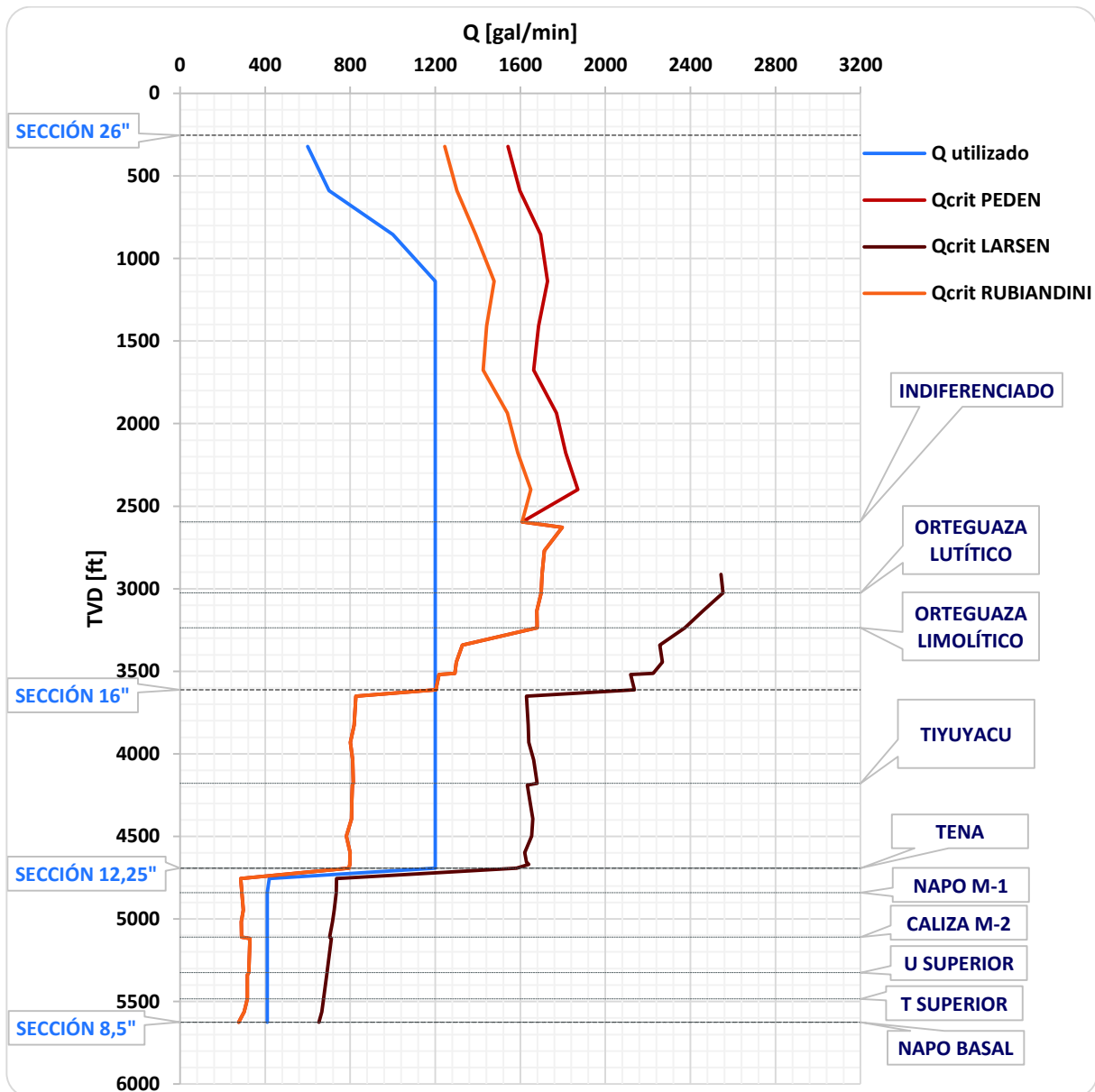


Figura 5. 5. Caudal crítico de Peden-Rubiandini-Larsen vs profundidad (TVD)
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

En la figura 5.5., se observa que la sección 16" presenta altos valores de caudal crítico, con los métodos de Rubiandini, Peden y Larsen. En la sección de 12,25" se puede observar que solo el caudal crítico calculado mediante el método de Larsen está sobre la capacidad de la bomba (1200 GPM). Por lo que el estudio del efecto de la RPM y ROP en el requerimiento de caudal crítico se analizará en estas dos secciones.

5.2.1. Estudio del efecto de las revoluciones por minuto (RPM) en el Qcrit.

La variación de las revoluciones por minuto que se pueden utilizar durante la perforación de estas secciones está limitada por el top drive, este valor no puede ser mayor a 150 RPM, para el caso particular de los pozos perforados en la plataforma Tiputini C, debido a que se puede

recalentar el top drive, tampoco es recomendable perforar con bajas RPM debido a la formación de camas de recortes que se ocasiona al disminuir el movimiento de la sarta de perforación.

En las figuras 5.6. y 5.7., se puede observar que el requerimiento del caudal es inversamente proporcional a las revoluciones por minuto de la sarta de perforación, es decir, mientras más RPM el requerimiento de caudal disminuye, con el método de Rubiandini el caudal crítico disminuye en 30 [gal/min], mientras que con el método de Peden su disminución es de 50 [gal/min]. Las RPM son importantes ya que evita la formación y ayuda a la erosión de las camas de recortes, por lo que la rotación de la sarta es indispensable en la perforación de pozos de alto ángulo de inclinación.

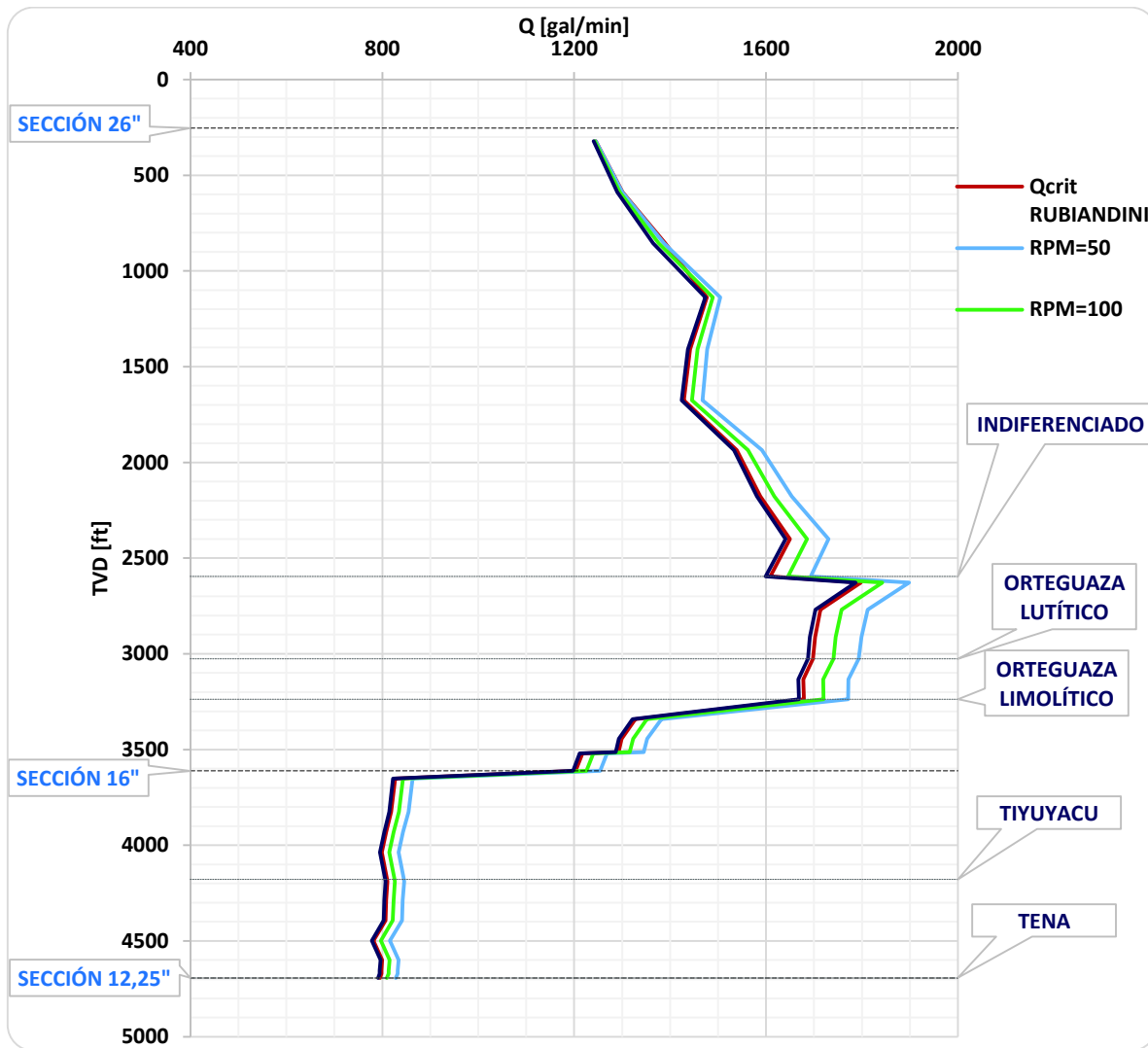


Figura 5. 6. Efecto de RPM en el Qcrit método Rubiandini
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

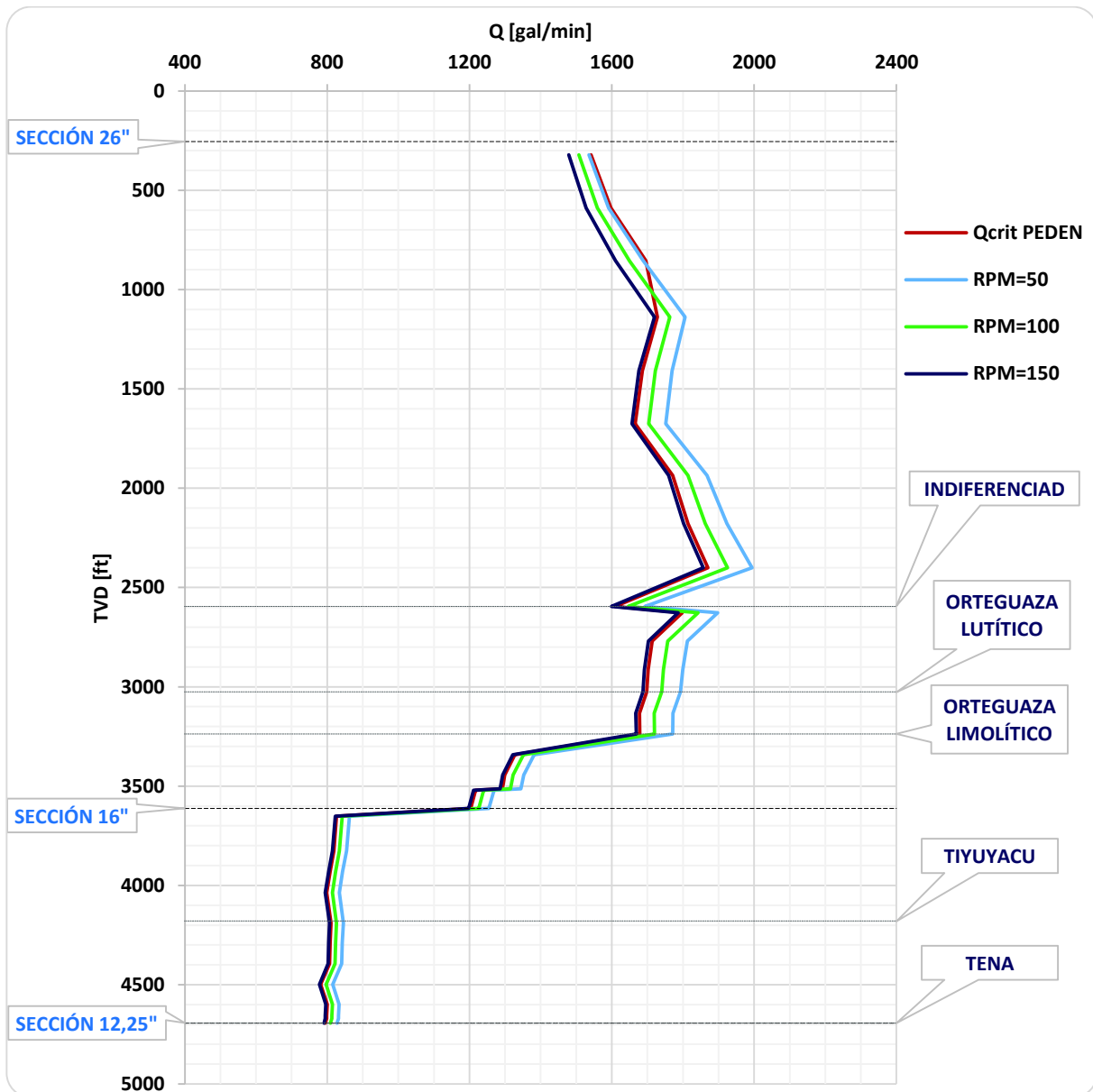


Figura 5. 7. Efecto de RPM en el Qcrit método Peden
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

5.2.2. Estudio del efecto de la tasa de perforación (ROP) en el Qcrit.

La tasa de perforación se debe controlar durante el proceso de perforación, debido a que si se perfora muy rápido hay gran acumulación de recortes en el fondo del pozo, además, se puede ocasionar daños en las herramientas, o incremento de la presión.

En las figuras 5.8., 5.9., y 5.10., se puede observar que el requerimiento del caudal es directamente proporcional a la tasa de perforación, es decir, cuando aumenta la tasa de perforación el requerimiento de caudal aumenta, este parámetro debe ser controlado debido a que si se perfora muy rápido se tendrá una ineficiente limpieza del hoyo debido a que no se

tendría el tiempo suficiente para el transporte de recortes a superficie, además de ocasionar formación de camas de recortes.

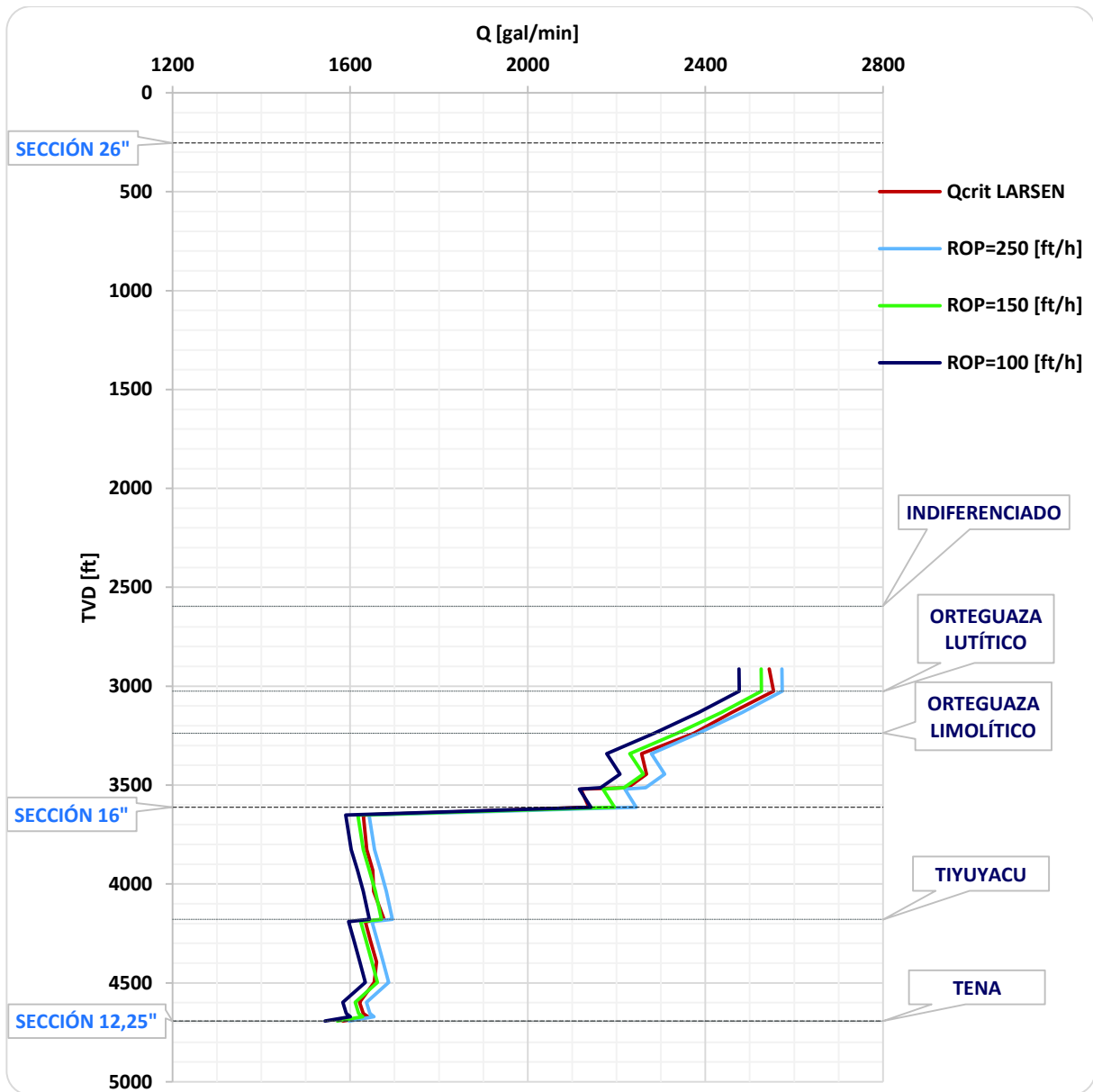


Figura 5. 8. Efecto de ROP en el Qcrit método Larsen
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

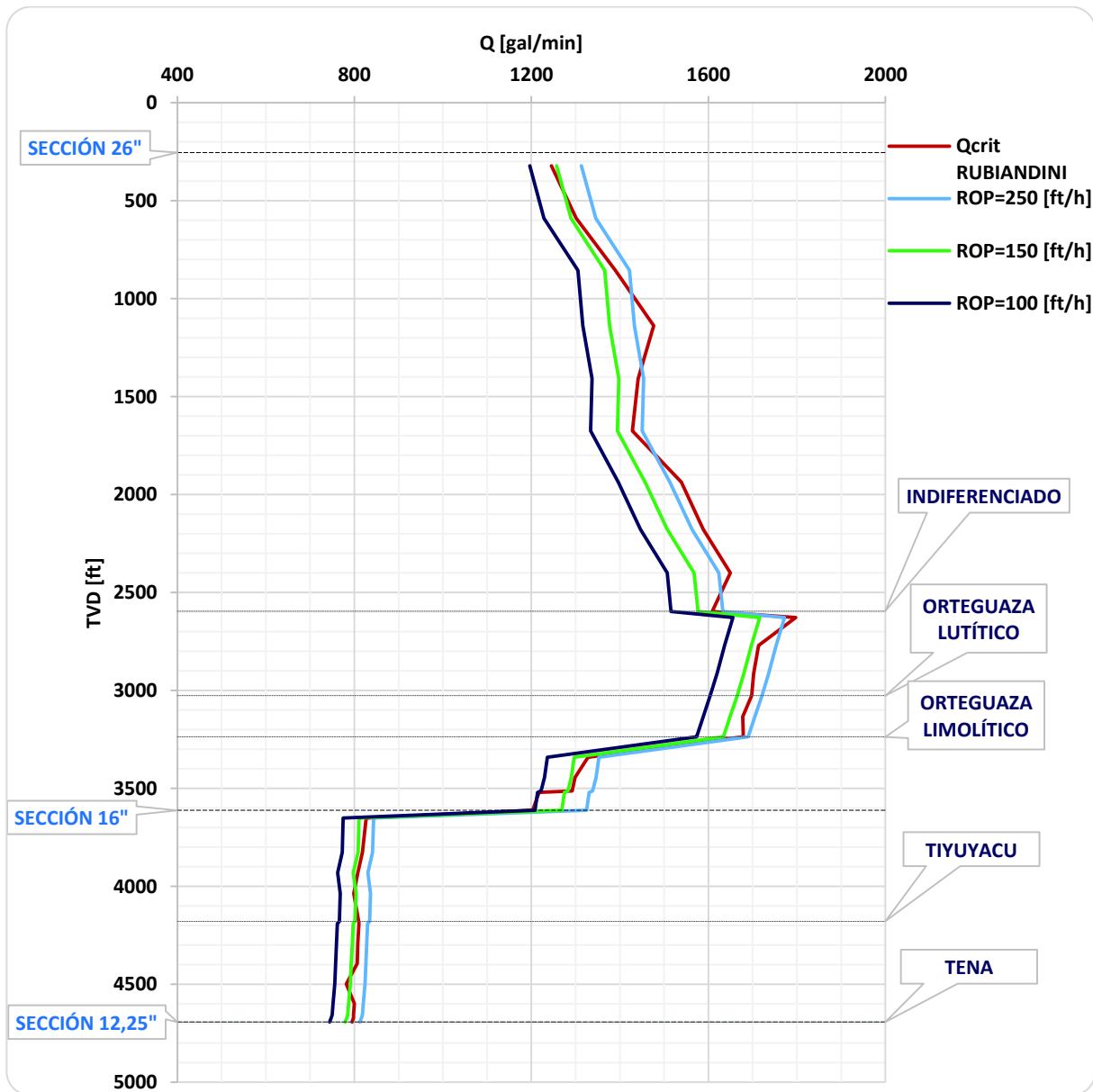


Figura 5. 9. Efecto de ROP en el Q_{crit} método Rubiandini
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

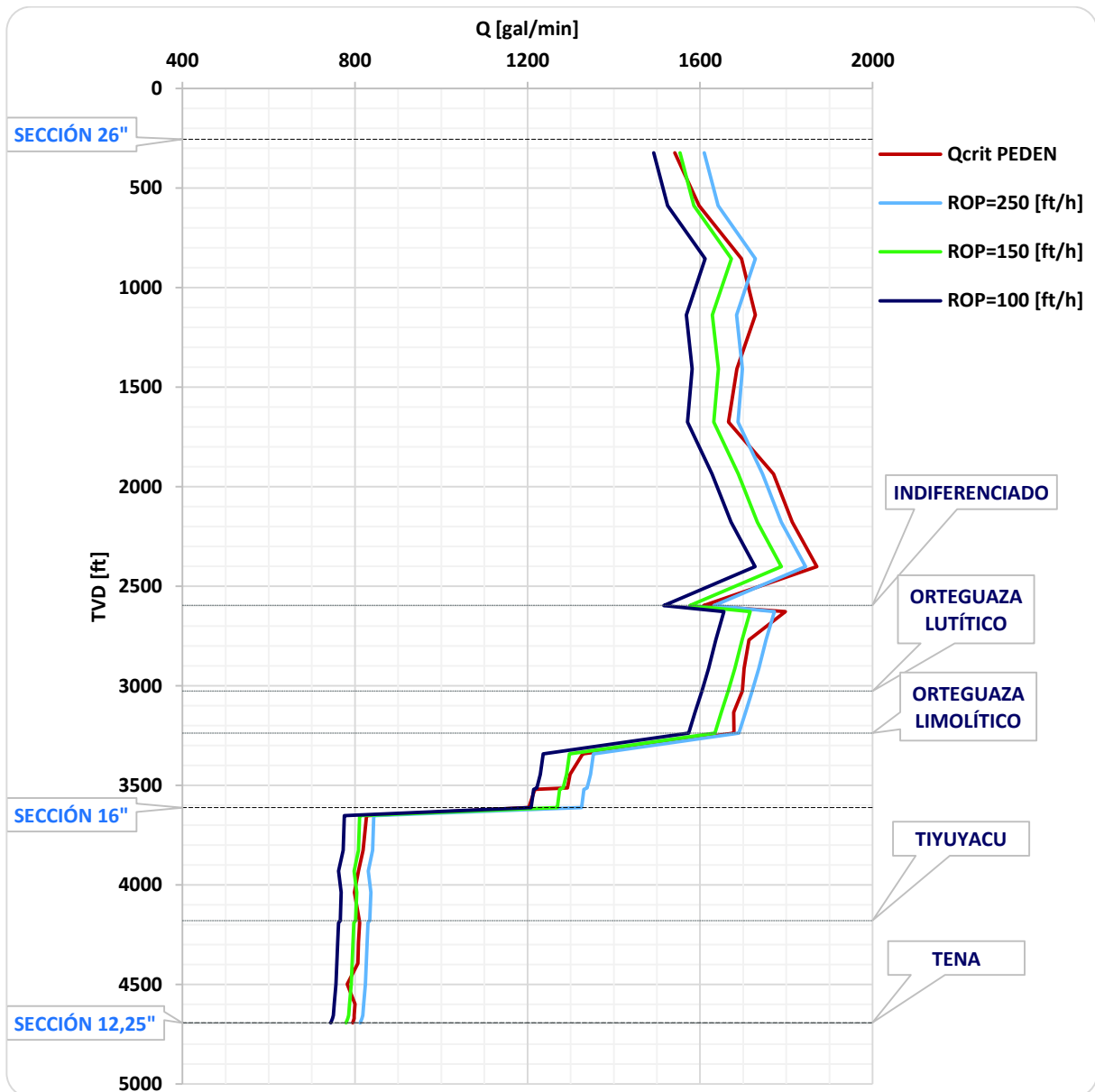


Figura 5. 10. Efecto de ROP en el Qcrit método Peden
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

5.3. Comparación de los resultados obtenidos con el simulador de una empresa prestadora de servicios.

Para la comprobación de los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación se gestionó con dos empresas prestadoras de servicios petroleros, las cuales proporcionaron los resultados obtenidos en sus respectivos simuladores.

5.3.1. Resultados obtenidos con el software de la empresa A.

Este software utiliza varios modelos matemáticos para cada uno de sus módulos. Para el módulo *Virtual Rehology* trabaja con el modelo matemático de *Power Law*, *Power Law* modificado y el modelo Plástico de Bingham.

A continuación, se presenta los resultados obtenidos con el software durante el análisis de sensibilidad de los parámetros de perforación esto es RPM y ROP para la sección 16" y sección 12,25" respectivamente.

5.3.1.1. Análisis de sensibilidad del parámetro de perforación (RPM)

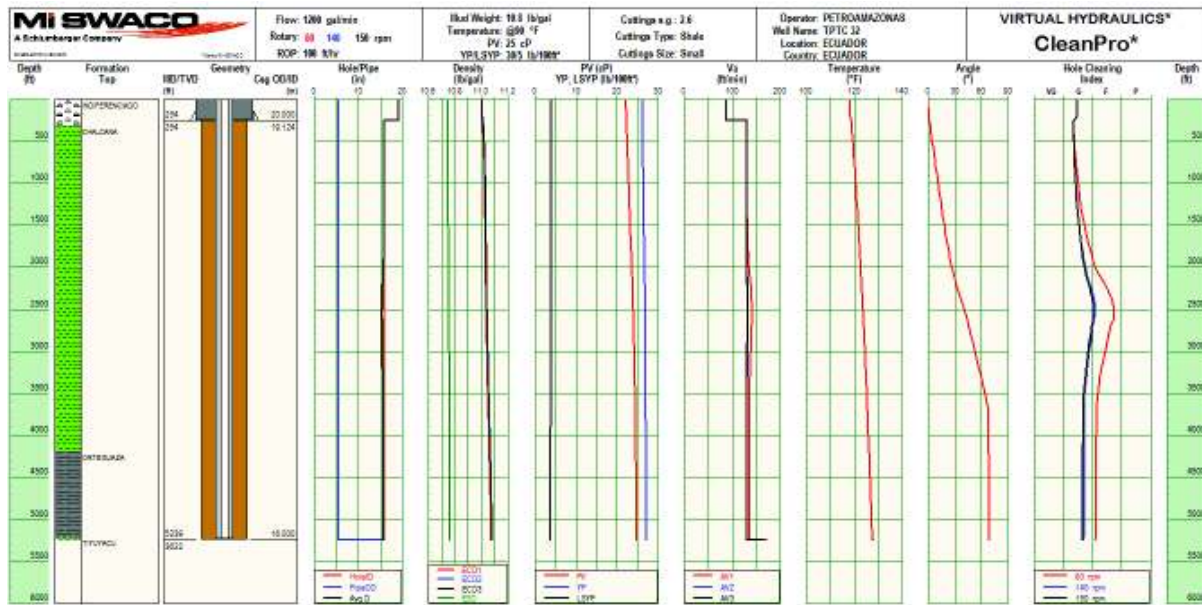


Figura 5. 11. Efecto de la RPM en la limpieza del hoyo sección 16"

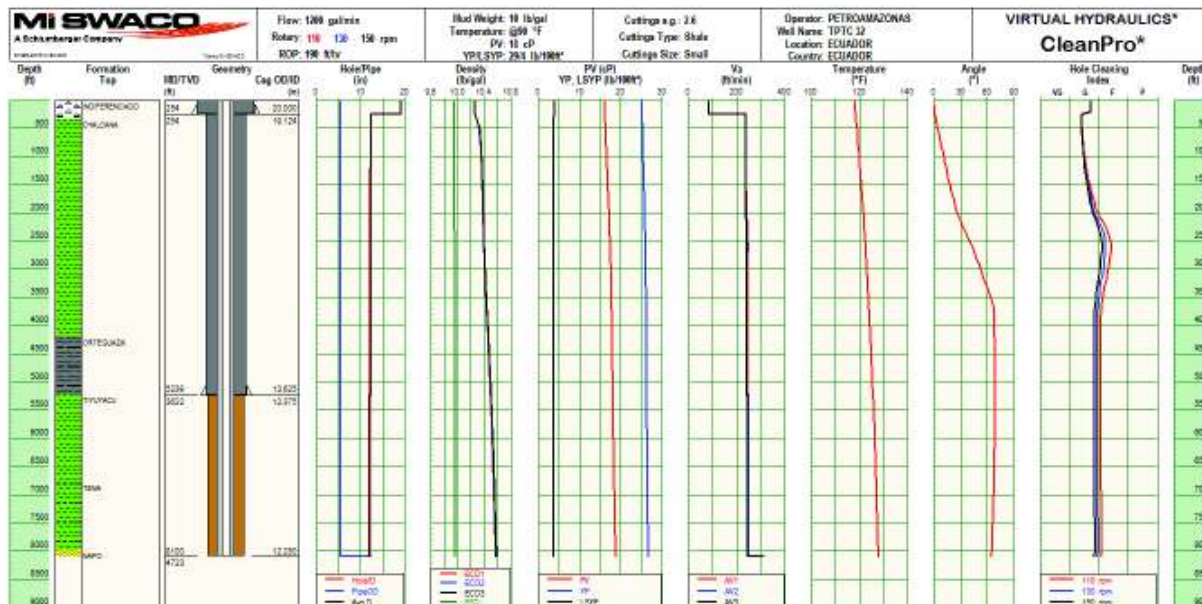


Figura 5. 12. Efecto de la RPM en la limpieza del hoyo sección 12,15".

En las figuras 5.11.y 5.12., se observa que la RPM es directamente proporcional a la limpieza del hoyo, es decir, a medida que aumenta el valor de la RPM la limpieza del hoyo mejora (figura 5.11 y 5.12: G=good debido a una RPM = 150).

5.3.1.1. Análisis de sensibilidad del parámetro de perforación (ROP)

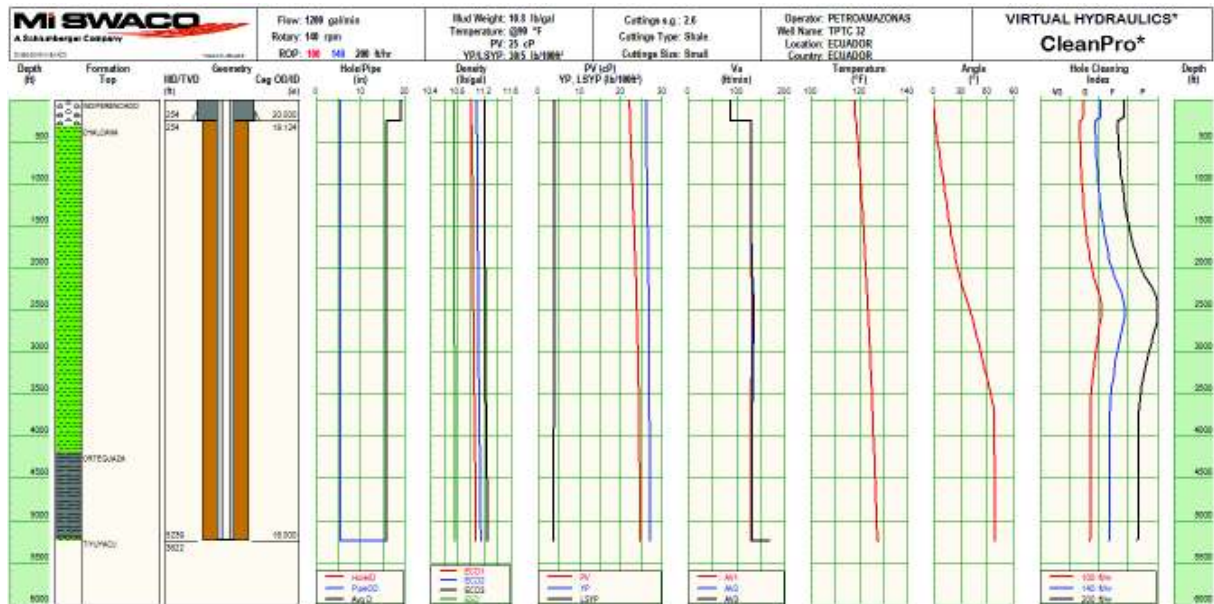


Figura 5. 13. Efecto de la ROP en la limpieza del hoyo sección 16”

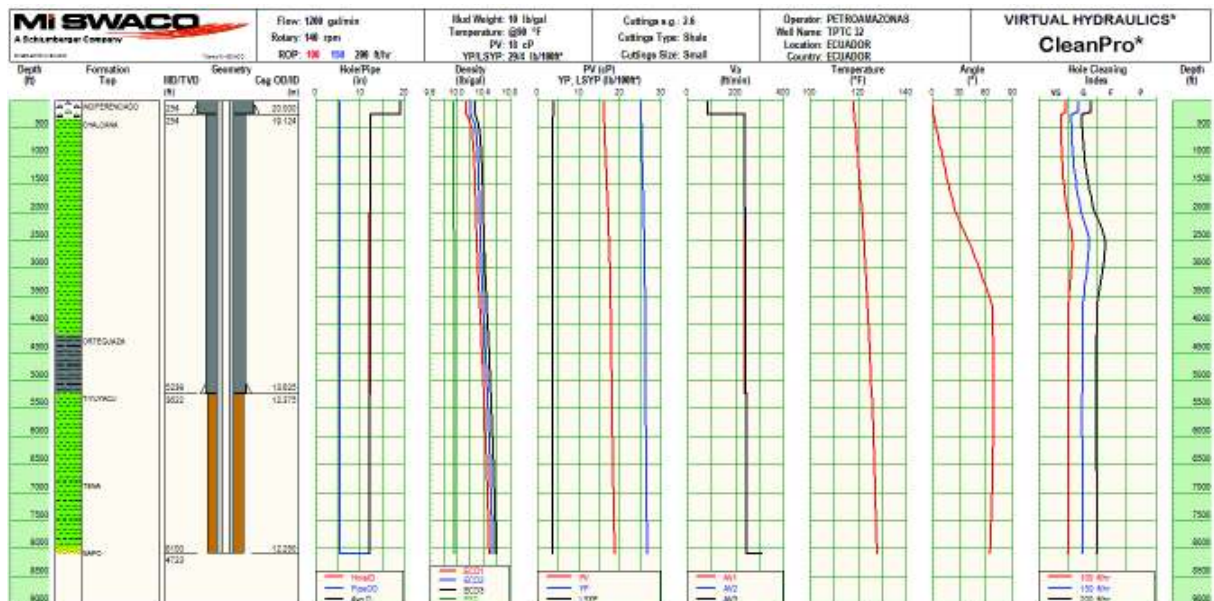


Figura 5. 14. Efecto de la ROP en la limpieza del hoyo sección 12,25”.

Las figuras 5.13 y 5.14., muestran el resultado del análisis de sensibilidad realizado con la ROP, donde se observa que una ROP igual a 200 [ft/h] ocasiona pobre y baja limpieza del hoyo para la sección 16” y sección 12,25” respectivamente.

5.3.2. Resultados obtenidos con el software de la empresa B.

Este software está estructurado por módulos, lo que le permite diseñar un sistema de perforación en un solo paquete de software. Para el caso de ingeniería hidráulica el módulo utilizado hace uso de los modelos: Plástico de Bingham, *Power Law* y Herschel & Bulkley.

A continuación, se presenta los resultados obtenidos con el software durante el análisis de sensibilidad de la densidad, propiedades reológicas del fluido y los parámetros de perforación esto es RPM y ROP para la sección 16" y sección 12,25" respectivamente.

5.3.2.1. Análisis de sensibilidad de la densidad del fluido de perforación.

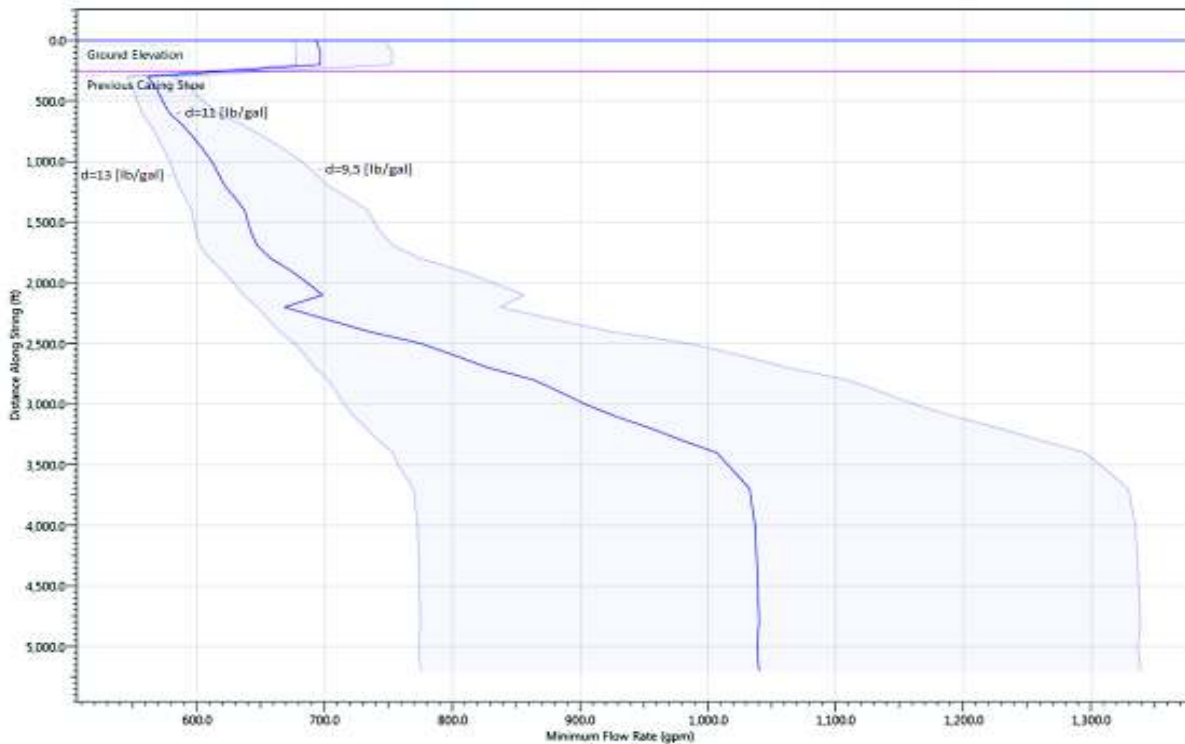


Figura 5. 15. Efecto de la densidad en el Caudal Mínimo sección 16"

Las figuras 5.15 y 5.16., muestran el resultado del análisis de sensibilidad realizado con la densidad del fluido de perforación para la sección 16" y sección 12,25" respectivamente. Se puede observar una tendencia de disminución en los valores del caudal mínimo a medida que aumenta la densidad del fluido de perforación.

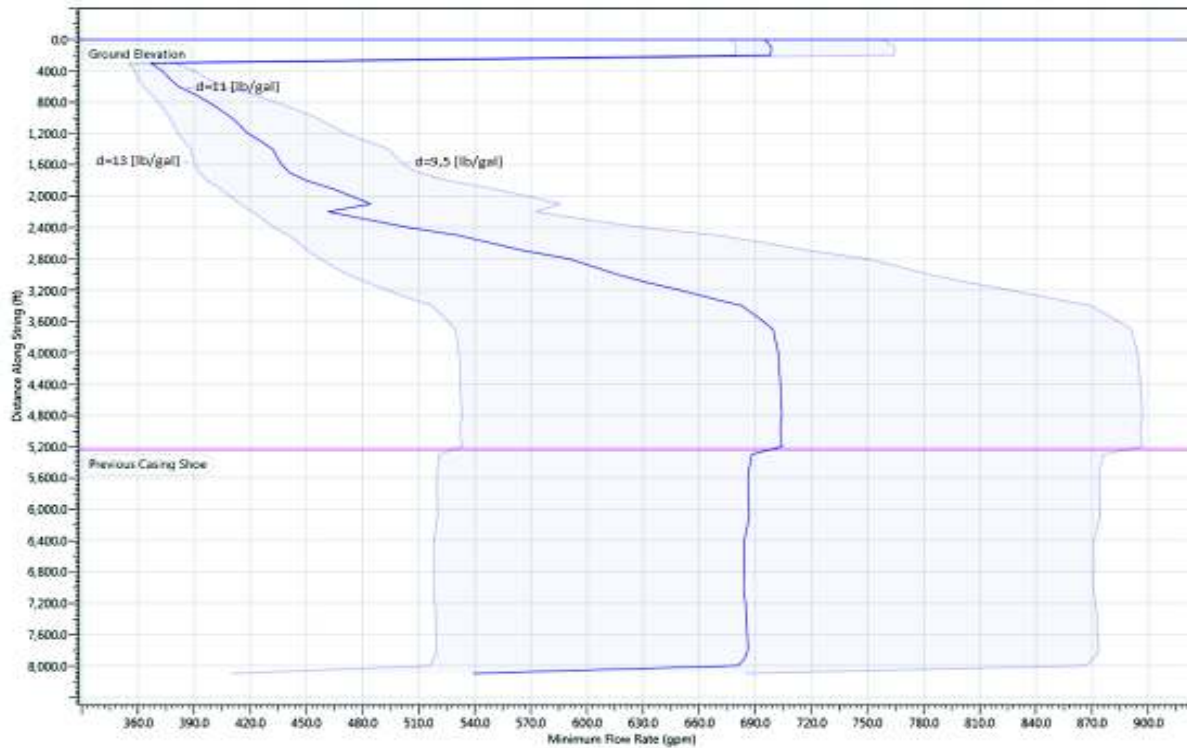


Figura 5. 16. Efecto de la densidad en el Caudal Mínimo sección 12,25"

5.3.2.2. Análisis de sensibilidad de la viscosidad plástica del fluido de perforación.

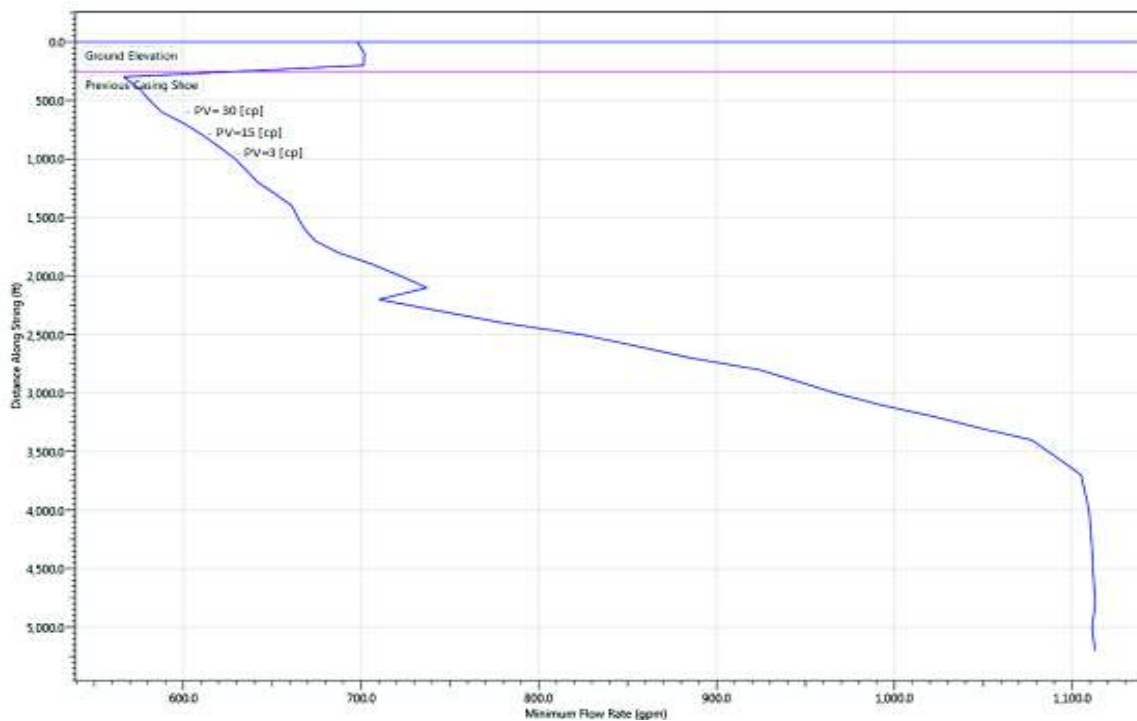


Figura 5. 17. Efecto de la viscosidad plástica en el Caudal Mínimo sección 16"

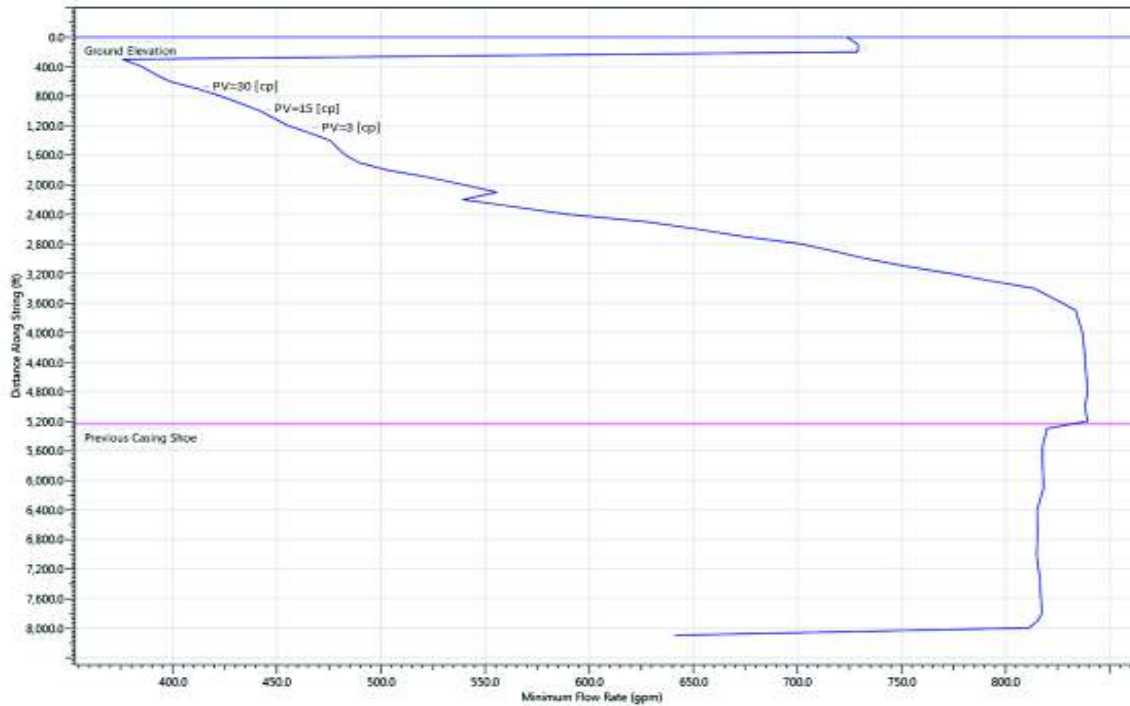


Figura 5. 18. Efecto de la viscosidad plástica en el Caudal Mínimo sección 12,25”
 Las figuras 5.17 y 5.18., presentan el efecto que tiene la viscosidad plástica en el caudal mínimo o crítico en la sección 16” y sección 12,25” respectivamente. Se observa que una variación de la densidad causa poca influencia en el caudal mínimo necesario para transportar los recortes desde el fondo del pozo hasta superficie.

5.3.2.3. Análisis de sensibilidad del punto cedente del fluido de perforación.

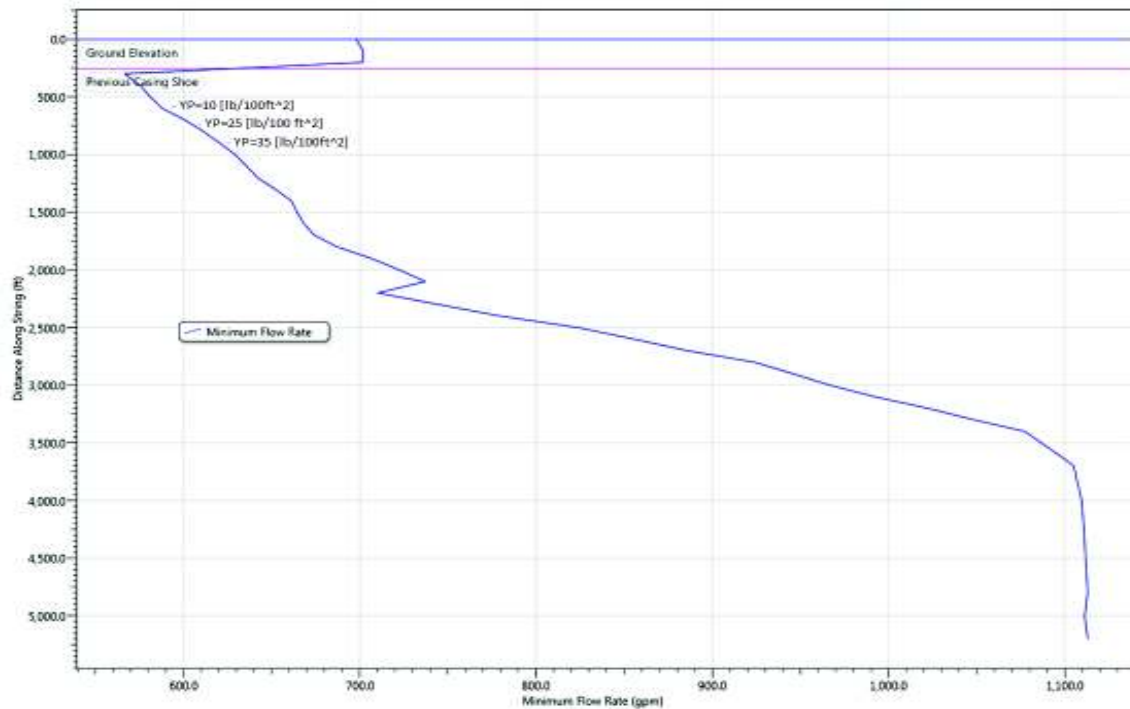


Figura 5. 19. Efecto del punto cedente en el Caudal Mínimo sección 16”

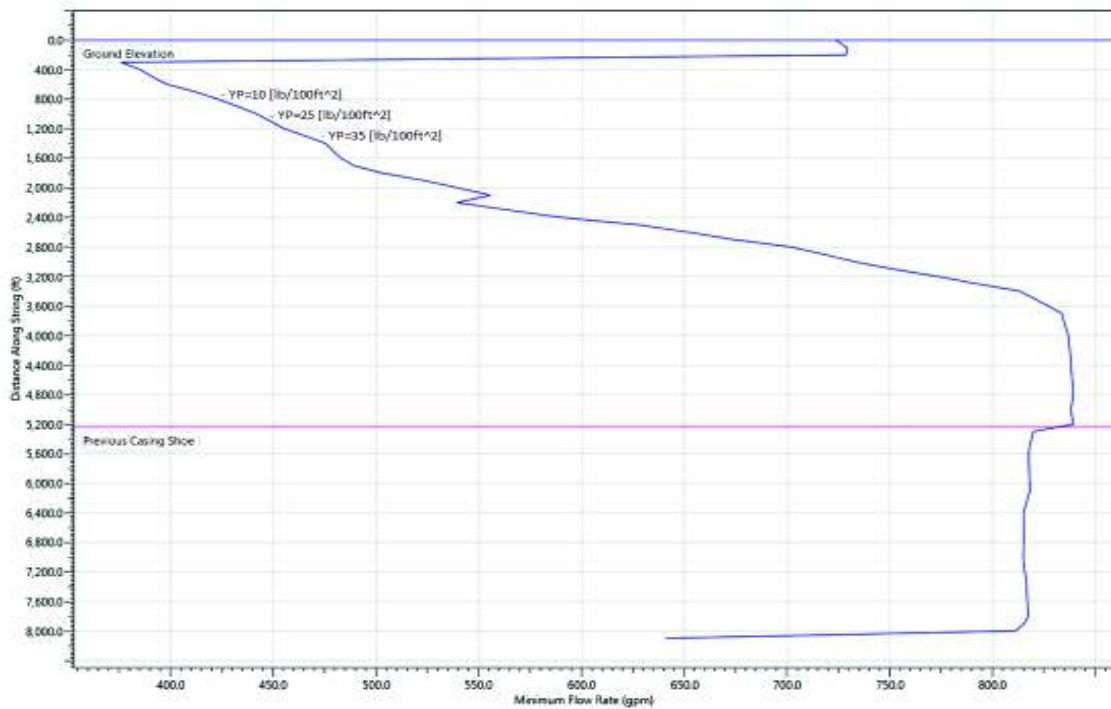


Figura 5. 20. Efecto del punto cedente en el Caudal mínimo sección 12,25”

Las figuras 5.19 y 5.20., muestran el resultado del análisis de sensibilidad realizado con el punto cedente, donde se observa una baja influencia en el caudal mínimo frente a una variación del punto cedente.

5.3.2.4. Análisis de sensibilidad del parámetro de perforación (RPM)

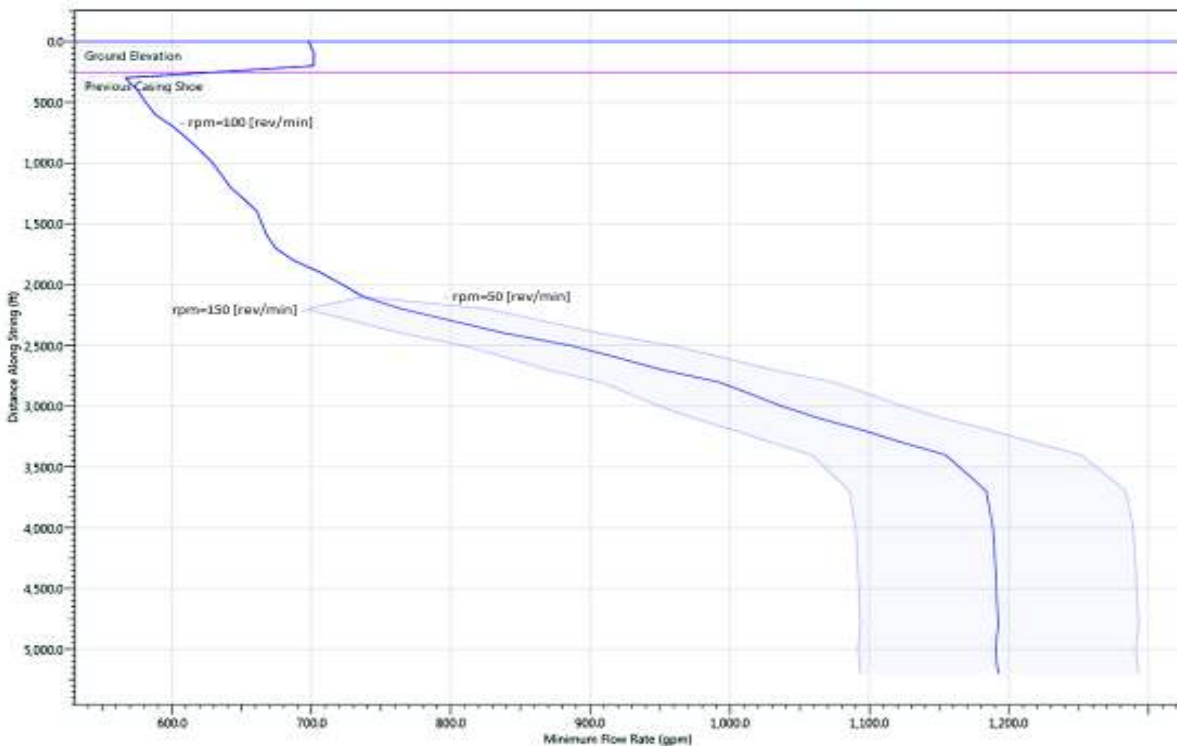


Figura 5. 21. Efecto de la RPM en el Caudal Mínimo sección 16”



Figura 5. 22. Efecto de la RPM en el Caudal Mínimo sección 12,25

Las figuras 5.21 y 5.22., muestran el resultado del análisis de sensibilidad realizado con la RPM para la sección 16" y sección 12,25" respectivamente. Se observa que el aumento de la RPM baja los valores de caudal crítico como en el caso de una RPM= 150 [rev/min].

5.3.2.5. Análisis de sensibilidad del parámetro de perforación (ROP)

Las figuras 5.23 y 5.24., muestran el resultado del análisis de sensibilidad realizado con la ROP en la sección 16" y sección 12,25" respectivamente, donde se observa que una ROP igual a 100 [ft/h] presenta valores bajos de caudal mínimo en comparación con los otros valores de ROP.

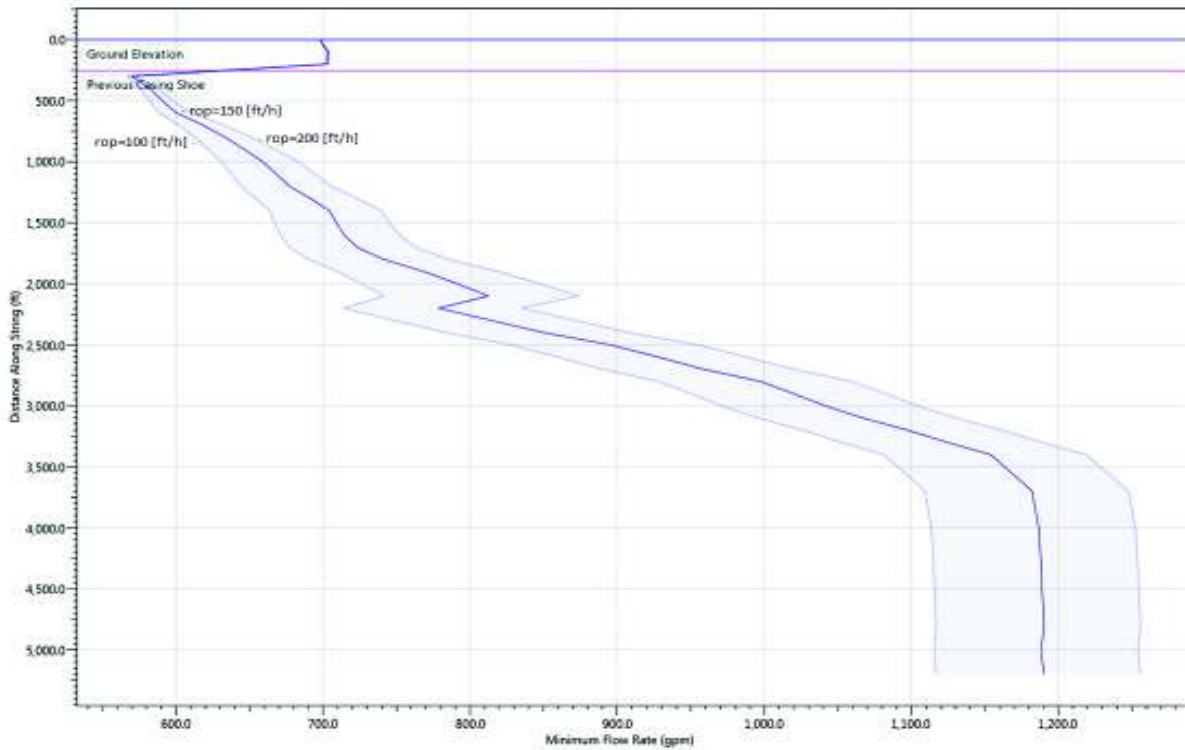


Figura 5. 23. Efecto de la ROP en el Caudal Mínimo sección 16”



Figura 5. 24. Efecto de la ROP en el Caudal Mínimo sección 12,25”

5.3.3. Comparación de los resultados obtenidos en el trabajo de titulación con el software de las empresas prestadoras de servicios

5.3.3.1. Densidad del fluido de perforación.

La figura 5.2., realizada en el estudio del efecto de la densidad en el Q_{crit} por el método de Hopkins presenta similar tendencia a los resultados obtenidos en las figuras 5.15 y 5.16., en cuanto al desplazamiento de las curvas. Pero en cuanto a valores se observa un rango elevado en el método de Hopkins, lo cual es justificado debido a que este método no toma en cuenta los efectos generados por los parámetros de perforación, es decir, RPM y ROP. Finalmente, los resultados obtenidos en el trabajo de titulación son confiables, pero se debe tener en consideración el grado de incidencia que tienen los parámetros de perforación.

5.3.3.2. Viscosidad del fluido de perforación.

En la figura 5.3., se observa al igual que en las figuras 5.17 y 5.18., baja influencia en el caudal crítico frente a una variación de la viscosidad plástica, la diferencia radica en los valores elevados que se obtuvieron con el método de Hopkins. Se puede concluir que los resultados presentados en el trabajo de titulación son confiables en cuanto al grado de influencia en el caudal crítico.

5.3.3.3. Punto cedente del fluido de perforación.

En la figura 5.4., efecto del punto cedente en el Q_{crit} sección 16" y sección 12,25" se puede observar similar grado de influencia en el caudal crítico como los observados en el software de la empresa B figuras 5.19 y 5.20. Se puede concluir que los resultados obtenidos mediante el método de Hopkins son confiables siendo necesario tener presente que los valores cambiarán considerablemente si se toma en cuenta los parámetros de perforación.

5.3.3.4. Parámetro de perforación RPM.

Los resultados obtenidos en el trabajo de titulación (figura 5.6 y 5.7) son similares a los obtenidos con el software *de la empresa A* y el software *de la empresa B*. Por ende, se puede concluir que el estudio del efecto de la variación de la RPM en el Q_{crit} mediante el uso de los métodos de Rubiandini y Peden son confiables, además, permite avanzar en el diseño de este parámetro de perforación de una manera acertada.

5.3.3.5. Parámetro de perforación ROP.

Las figuras 5.8, 5.9 y 5.10 muestran la misma tendencia a los resultados obtenidos en el software *de la empresa A* y el software *de la empresa B* en cuanto al requerimiento de caudal Q_{crit} , esto es, mayor Q_{crit} para una $ROP = 250$ [ft/h]. La similitud en cuanto a tendencia de las curvas frente a un valor de ROP, permite concluir que los resultados obtenidos en el trabajo de titulación son confiables y da paso al siguiente estudio por formaciones para finalmente diseñar el óptimo valor de la ROP.

5.4. Diseño de propiedades reológicas y parámetros de perforación.

El diseño de las propiedades reológicas y parámetros de perforación se lo realizó en base a caudal crítico (caudal mínimo necesario para el transporte de recortes) en base a las figuras desarrolladas en la sección 5.2 de este capítulo y al estudio del efecto en el Q_{crit} causado por la variación de la densidad y propiedades reológicas del fluido y parámetros de perforación en cada formación, estas figuras se presentan en Anexos Capítulo 5. La sección de 26" no es tema de estudio en este trabajo de titulación debido a que esta sección es completamente vertical.

5.4.1. Parámetros recomendados para la sección de 16"

Esta sección atraviesa las formaciones de Indiferenciado, Orteguzza hasta asentar la tubería de revestimiento en la arcilla de Tiyuyacu ± 3600 [ft] en TVD, alcanzando la máxima inclinación.

TABLA 5. 1 PARÁMETROS RECOMENDADOS SECCIÓN 16"

TVD [ft]	Formación	pf [lb/gal]	PV [cp]	YP [lb/100ft ²]	GPM [gal/min]	RPM [rev/min]	ROP NETO [ft/h]
±2500	Indiferenciado	9,8-10,5	3-4	8-12	400-1200	140-150	120-200
±3400	Orteguzza	10,6-11,2	4-7	14-24	1200	145-150	220
±3600	Tiyuyacu	11,3-11,5	8-12	24-27	1200-1070	145-150	150-180

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal

5.4.2. Parámetros recomendados para la sección de 12,25"

Esta sección atraviesa las formaciones de Tiyuyacu, Tena hasta asentar la tubería de revestimiento en la arcilla de Napo ± 4600 [ft] en TVD, presenta la sección tangente más extensa (Tabla 5.2).

TABLA 5. 2. PARÁMETROS RECOMENDADO SECCIÓN 12,25”

TVD [ft]	Formación	ρf [lb/gal]	PV [cp]	YP [lb/100ft ²]	GPM [gal/min]	RPM [rev/min]	ROP NETO[ft/h]
±4100	Tiyuyacu	9,9-10,3	6-8	19-23	1200-1180	110-140	220
±4500	Tena	10,3-10,6	9-13	23-28	1200-1100	130-140	300-250

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal

5.4.3. Parámetros recomendados en la sección de 8,5”

Esta sección atraviesa la formación Napo, hasta asentar la tubería de revestimiento en la Lutita gris de Napo Basal ±5500 [ft] en TVD, llegando al objetivo.

TABLA 5. 3. PARÁMETROS RECOMENDADO SECCIÓN 8,5”

TVD [ft]	Formación	ρf [lb/gal]	PV [cp]	YP [lb/100ft ²]	GPM [gal/min]	RPM [rev/min]	ROP NETO [ft/h]
±4700	Napo M-1	10,3-9,2	13-15	25-34	1000-420	110	Formacional
±5000	Napo M-2	92-9,3	15-16	35-36	450	120-140	120-100
±5300	U superior	9,3	15-16	36-37	470	140	100-80
±5400	T superior	9,5	16-17	37-38	470	140	80
±5500	Napo Basal	9,5	17-18	38-39	470	150	80

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal

5.5. Diseño de acciones adicionales para optimizar la limpieza de hoyos en pozos de alto ángulo del campo Tiputini.

De acuerdo al análisis de caudal necesario para el transporte de recortes, que permita asegurar una adecuada limpieza del hoyo, podemos observar que en las secciones de 16” y 12,25” el caudal disponible en las bombas (1200 GPM) no es suficiente (figura 5.25), por lo que se debe tomar acciones adicionales en estas secciones, las opciones que se proponen son: estaciones de circulación intermedias, bombeo adecuado de píldoras y prácticas operativas, con el fin de evitar la formación de camas de recortes.

5.5.1. Estaciones de circulación intermedias

Las estaciones de circulación intermedias nos permiten descargar la acumulación de recortes en el anular, remover y prevenir la formación de camas de recortes, en la tabla 5.4 se muestra las estaciones de circulación propuestas para la sección de 16” y 12,25” que de acuerdo al uso de las correlaciones empíricas son las que presenta un déficit de caudal (capacidad de la bomba) para el acarreo de recortes a superficie.

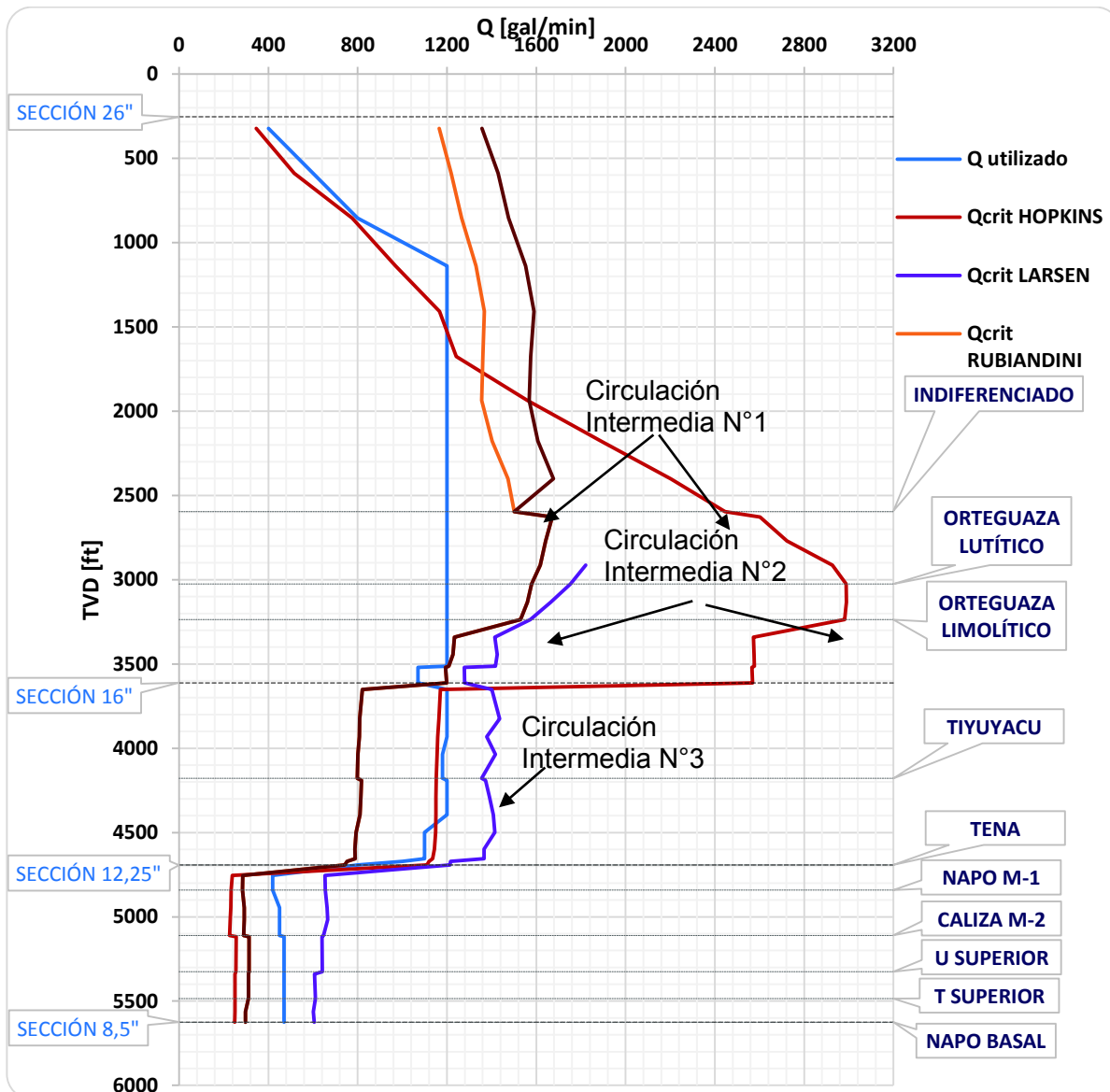


Figura 5. 25. Caudal crítico generado en la implementación de las nuevas variables y parámetros de perforación

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

TABLA 5. 4. ESTACIONES DE CIRCULACIÓN INTERMEDIAS.

N°1	TVD [ft]	Formación	Descripción
1	±2500	Sobre el tope de Orteguaza.	Circular un fondo y medio con máximos parámetros 1200 gpm y 150 rpm, sobre el tope de Orteguaza.
2	±3300	En la limolita de Orteguaza	Circular un fondo y medio con máximos parámetros 1200 gpm y 150 rpm, en la limolita de Orteguaza
3	±4100	En la arcilla de Tiyuyacu	Circular un fondo y medio con máximos parámetros 1200 gpm y 150 rpm, en la arcilla de Tiyuyacu.

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal

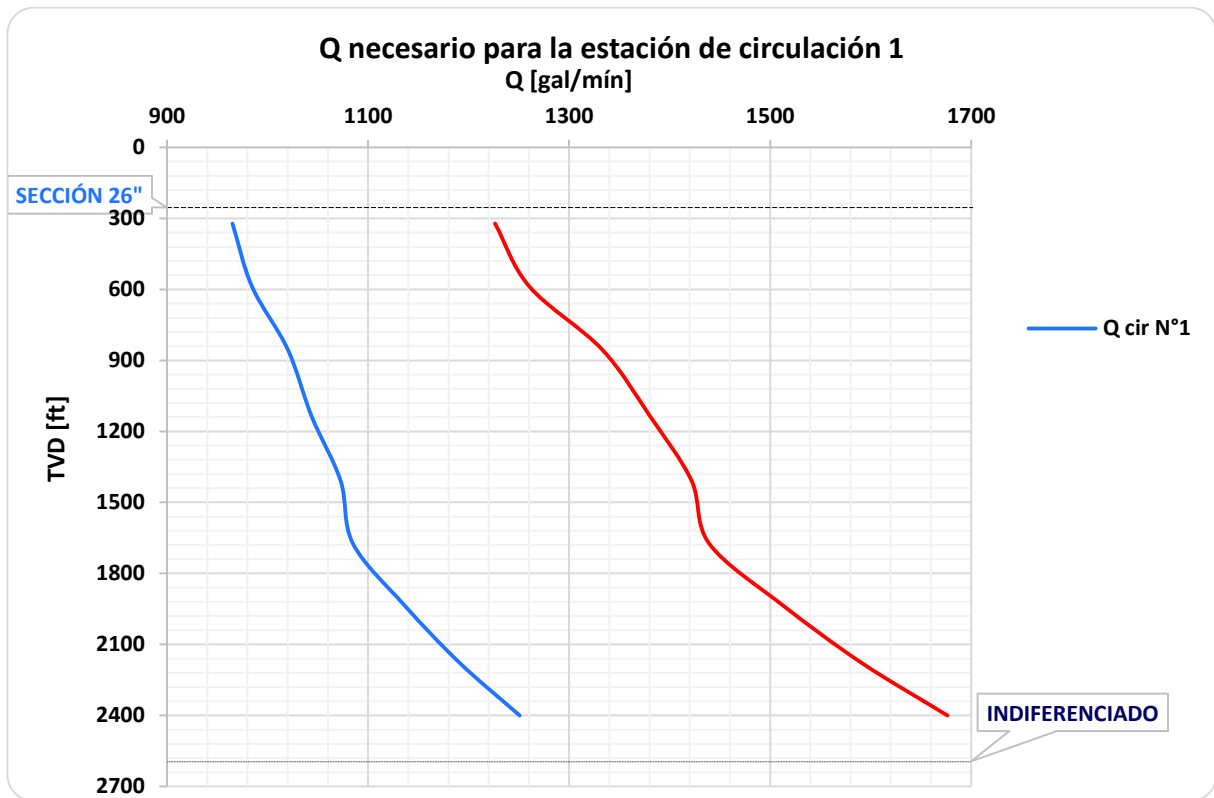


Figura 5. 26. Comparación del caudal necesario y el caudal crítico Vs la profundidad vertical verdadera (TVD) para la estación de circulación intermedia N°1
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

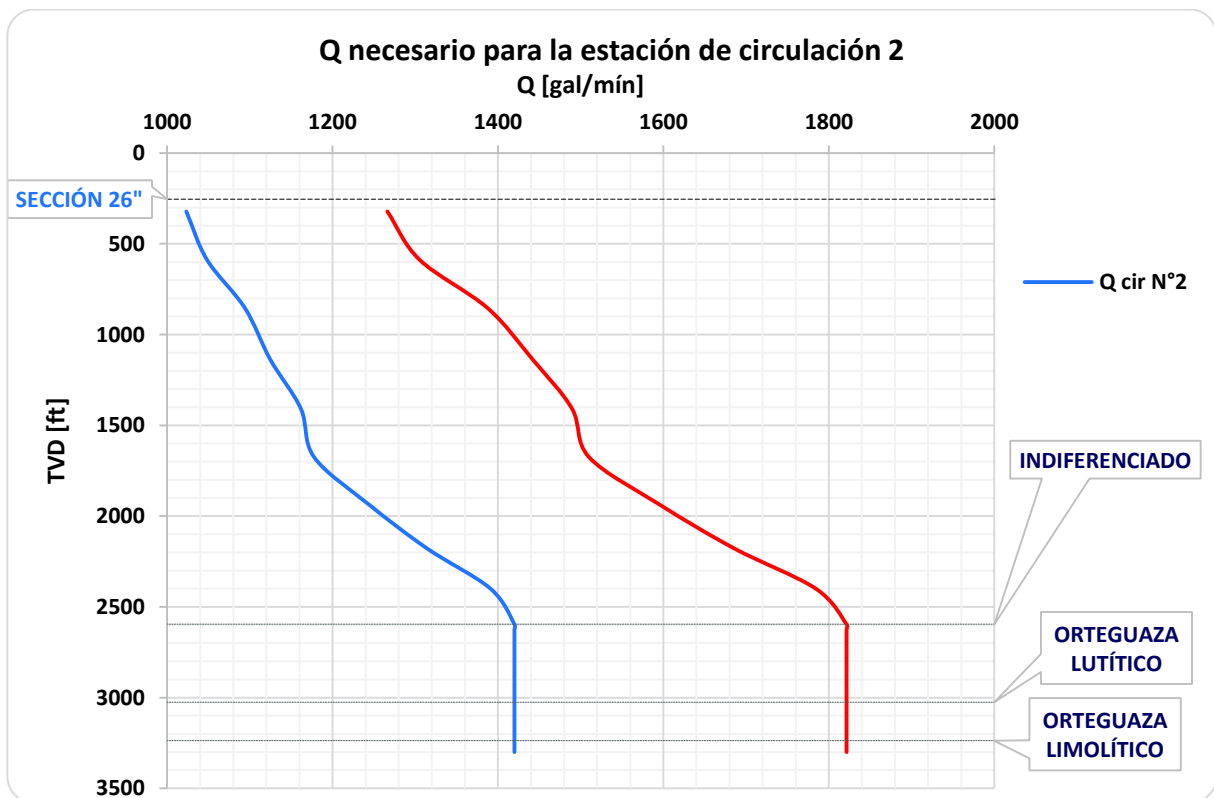


Figura 5. 27. Comparación del caudal necesario y el caudal crítico Vs la profundidad vertical verdadera (TVD) para la estación de circulación intermedia N°2
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

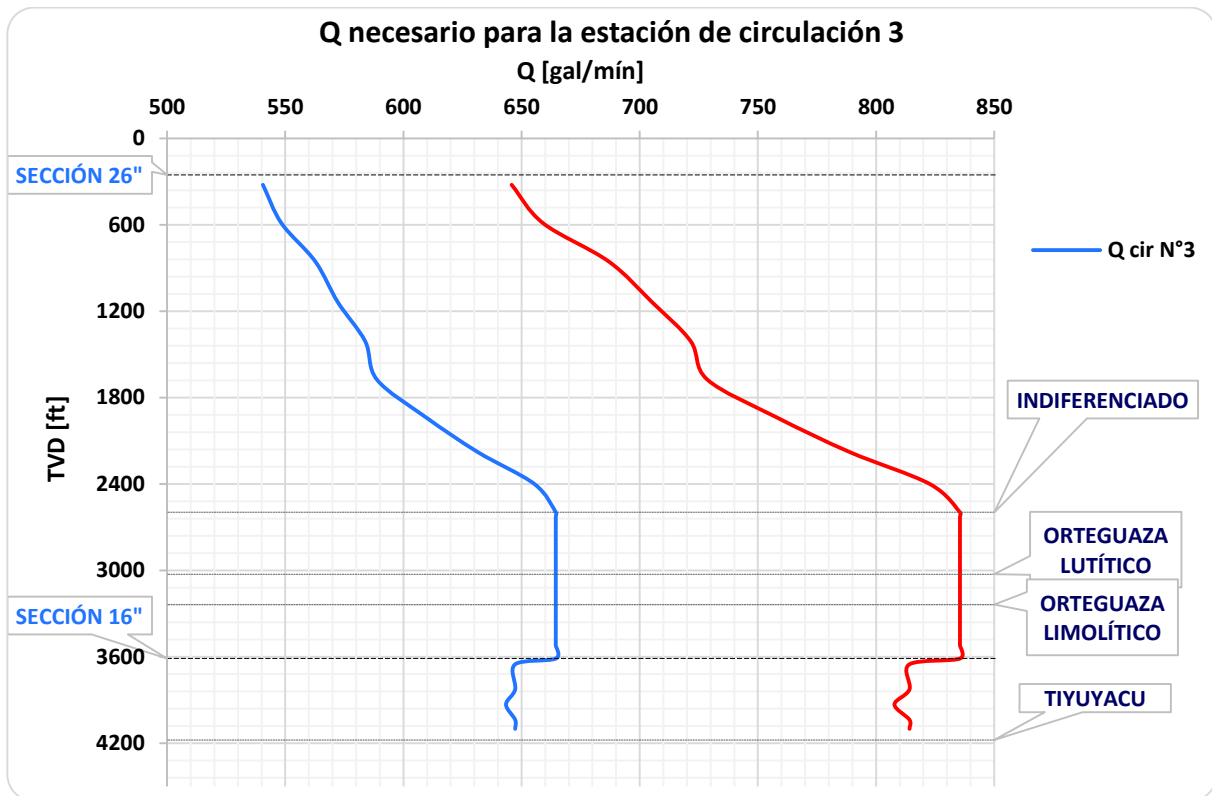


Figura 5. 28. Comparación del caudal necesario y el caudal crítico Vs la profundidad vertical verdadera (TVD) para la estación de circulación intermedia N°3
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

Para el análisis del requerimiento de caudal en las estaciones de circulación intermedias, se seleccionó el método empírico de Rubiandini, debido a que involucra la mayoría de parámetros que intervienen en la limpieza del hoyo como: viscosidad plástica (VP), punto cedente (YP), RPM y el efecto del ángulo de inclinación. Además, en base al análisis de la ventana operacional se pudo estimar la densidad de las píldoras viscosas pesadas que se utilizará en las estaciones de circulación intermedias.

Se construyeron las figuras (5.26., 5.27. y 5.28) de las 3 estaciones de circulación intermedias propuestas en las cuales se puede comparar el requerimiento de caudal para garantizar la limpieza del hoyo con las propiedades de las píldoras viscosas pesadas en las estaciones de circulación intermedias y sin ellas.

Las propiedades de las píldoras viscosas pesadas que se recomiendan para las estaciones de circulación intermedias de acuerdo a la ventana operacional, el resumen histórico de perforación y el análisis presentado en la sección 5.1 y 5.2., de este capítulo son: densidad de 13,7 [lb/gal], viscosidad plástica de 27 [cp] y punto cedente de 30 [lb/100 ft²].

En la primera estación de circulación intermedia se puede observar una disminución de casi 400 [gal/min] en el requerimiento de caudal óptimo. En la segunda estación la disminución de

caudal es de aproximadamente 350 [gal/min], la sección en la que empieza la curva constante se debe que a partir de los 45° de inclinación Rubiandini cambia la ecuación considerando el efecto de inclinación del ángulo constante. Finalmente, en la tercera sección se puede observar que el requerimiento del caudal crítico está dentro de la capacidad de bombeo, pero se sugiere esta estación debido a la sección tangente extensa que se construye en esta sección.

5.5.2. Bombeo de píldoras.

Un plan adecuado de bombeo de píldoras nos permitirá optimizar la limpieza del hoyo en zonas donde la trayectoria es más severa como por ejemplo en la sección de 16" de estos pozos que es donde generalmente se construye la máxima inclinación y la sección de 12,25" que presenta la sección tangente más extensa. Estas píldoras generalmente presentan propiedades más altas a las del fluido de perforación utilizado durante la perforación.

De acuerdo al historial de pozos perforados, se recomienda bombear píldoras en las secciones de 16" y 12,25" de la siguiente manera:

Sección 16"

- En los intervalos arcillosos se debe bombear píldora dispersa al inicio y fin de cada parada perforada.
- Antes de los 30° de inclinación, bombear de píldora viscosa cada cuatro paradas perforadas.
- A partir de los 30° hasta los 50° de inclinación, bombear píldora viscosa cada dos paradas perforadas.
- Luego de los 50° bombear píldora viscosa pesada cada cuatro paradas perforadas.

Sección 12,25"

- Bombeo de píldora dispersa al inicio de cada parada y píldora dispersa más viscosa al final de cada dos paradas perforadas.
- Bombeo de píldora dispersa más viscosa pesada cada dos paradas perforadas.

5.5.3. Prácticas operativas.

- Controlar la salida de recortes en zarandas luego de bombear píldoras y en las estaciones de circulación.
- Tiempo y número de repasos cada parada perforada, se observó que lo recomendado es de 4 a 5 repasos en un tiempo de 20 minutos, de los cuales se recomienda 3 a 4

minutos al inicio en fondo a 140 rpm, subir con la RPM en un rango de 80 a 100 y para abajo con 140 rpm.

- Utilizar el caudal más alto posible mientras se perfora.
- Control de la velocidad de perforación.
- Sacar la tubería sin rotación en los viajes de calibración si es posible, caso contrario añadir rotación y galonajes.

5.6. Selección de BHA

La selección del BHA se realizará únicamente para las secciones de 16" y 12 1/4" debido a que son las secciones que mayor deficiencia de limpieza han mostrado durante la perforación de los pozos en la plataforma Tiputini C. Para la optimización de los sistemas de perforación implementados en los BHA's se consideró los resultados obtenidos en cada uno de los pozos estudiados, así como también los requerimientos de los parámetros de perforación resumidos en este capítulo en el punto 5.4. Diseño de propiedades reológicas y parámetros de perforación.

5.6.1. Sección de 16"

En la figura 5.29., se representan los sistemas de perforación utilizados en la construcción de la sección 16" en los pozos de estudio. Es importante mencionar que el pozo TPTC-011 no se encuentra en la figura debido a que en esta sección el pozo utilizó un BHA convencional, es decir, no utilizó ningún sistema de perforación.

El asentamiento de la tubería de revestimiento 13 3/8", se lo realizó en la formación Tiyuyacu a excepción de los pozos TPTC-005 y TPTC-011 donde se asentó la tubería de revestimiento en la formación denominado Indiferenciado. Además, se puede apreciar que para las perforaciones de los primeros pozos se utilizó el sistema de perforación *steerable motor*, mientras que en los pozos restantes se utilizó un sistema de perforación combinado entre *steerable motor* y *rotary steerable*, al inicio y al final respectivamente.

La figura 5.30., indica la velocidad con la que se perforó la sección de 16" de acuerdo al tipo de sistema de perforación implantando en el BHA. Se puede apreciar que con el uso combinado de los sistemas *steerable motor* y *rotary steerable* se perforó más rápido teniendo en cuenta que los últimos pozos alcanzan mayor profundidad en MD.

Durante la perforación de la sección de 16" en la base (superficie a fondo), se atraviesa zonas con posible presencia de arcilla reactiva tipo gumbo por tanto no se debe utilizar parámetros

de perforación altos para evitar la reacción de estas arcillas. Pero para utilizar el sistema *rotary steerable* se necesitan parámetros de perforación altos.

Considerando la velocidad de perforación de cada sistema, los requerimientos de parámetros de perforación diseñados en este capítulo y por lo mencionado en el párrafo anterior, se recomienda el uso de un sistema de perforación combinado entre el sistema *steerable motor* al inicio, hasta atravesar la zona de arcilla reactiva para evitar el taponamiento de las líneas de flujo y el sistema *rotary steerable* hasta el final de la perforación de esta sección, donde se requiere parámetros de perforación máximos para asegurar una buena limpieza del hoyo y el óptimo funcionamiento del sistema de perforación implementado en el BHA.

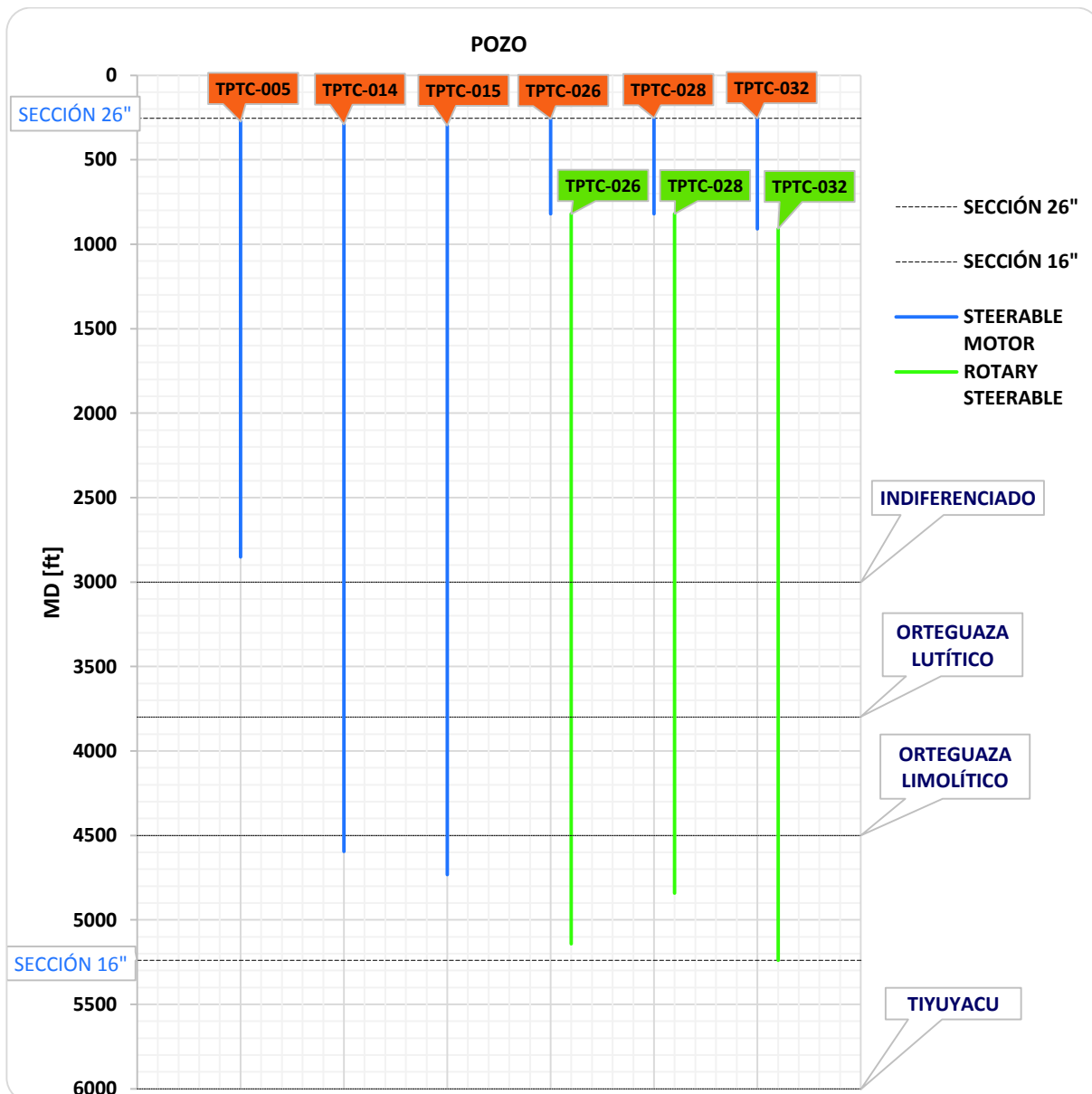


Figura 5. 29. Sistemas de perforación utilizados en la plataforma Tiputini C (sección 16")
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

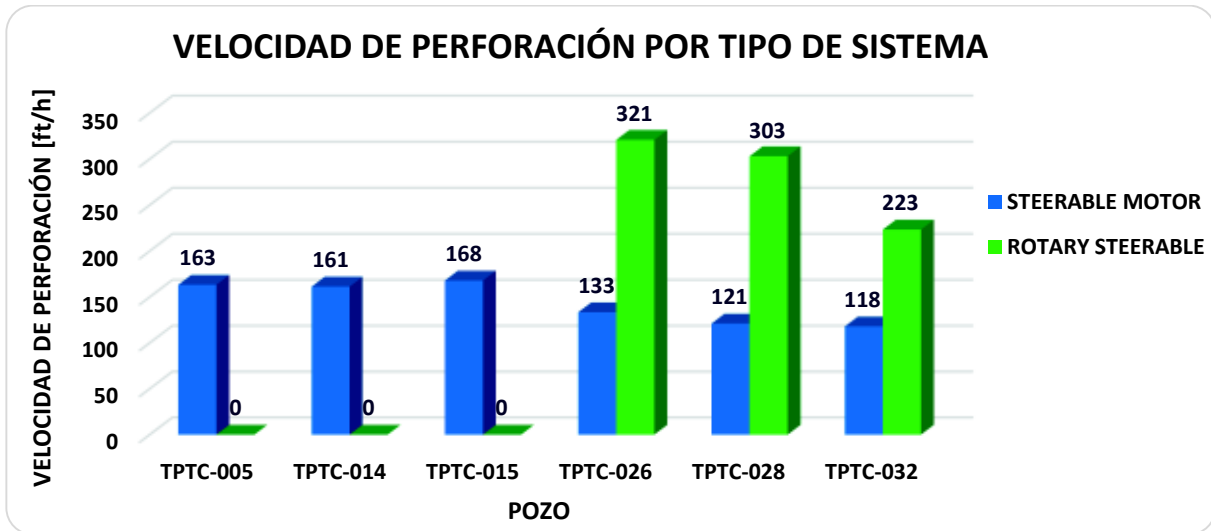


Figura 5. 30. Velocidad de construcción de la sección 16” de acuerdo al sistema de perforación

Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

5.6.2. Sección de 12,25”

La figura 5.31., presenta los tipos de sistemas de perforación empleados en el BHA durante la perforación de la sección 12,25”. En los pozos analizados se puede observar que en esta sección no se utilizó un sistema combinado de perforación, en su lugar, se realizaron pruebas de funcionamiento de los sistemas de perforación esto por la manera de cambio del sistema, en un inicio en el pozo TPTC-005 se utilizó el sistema *rotary steerable* mientras que en los pozos restantes se implementó el sistema *steerable motor*, finalmente en el pozo TPTC-032 se volvió a utilizar el sistema *rotary steerable*.

La figura 5.32., representa la velocidad de acuerdo al sistema de perforación implementado para la construcción de la sección de 12,25”. La velocidad de perforación en esta sección es similar en los dos sistemas de perforación, pero se puede observar que con el sistema *rotary steerable* se perfora más rápido

Teniendo en cuenta los requerimientos de parámetros de perforación diseñados en este capítulo, la posibilidad de utilizar rangos óptimos de las variables y parámetros de perforación en el sistema *rotary steerable*, además del resultado obtenido en la figura de velocidad se recomienda la implementación del sistema de perforación *rotary steerable* desde el inicio de la perforación de la sección 12,25” hasta el punto de asentamiento de la tubería de revestimiento 9 5/8” con el fin de asegurar una eficiente limpieza del hoyo.

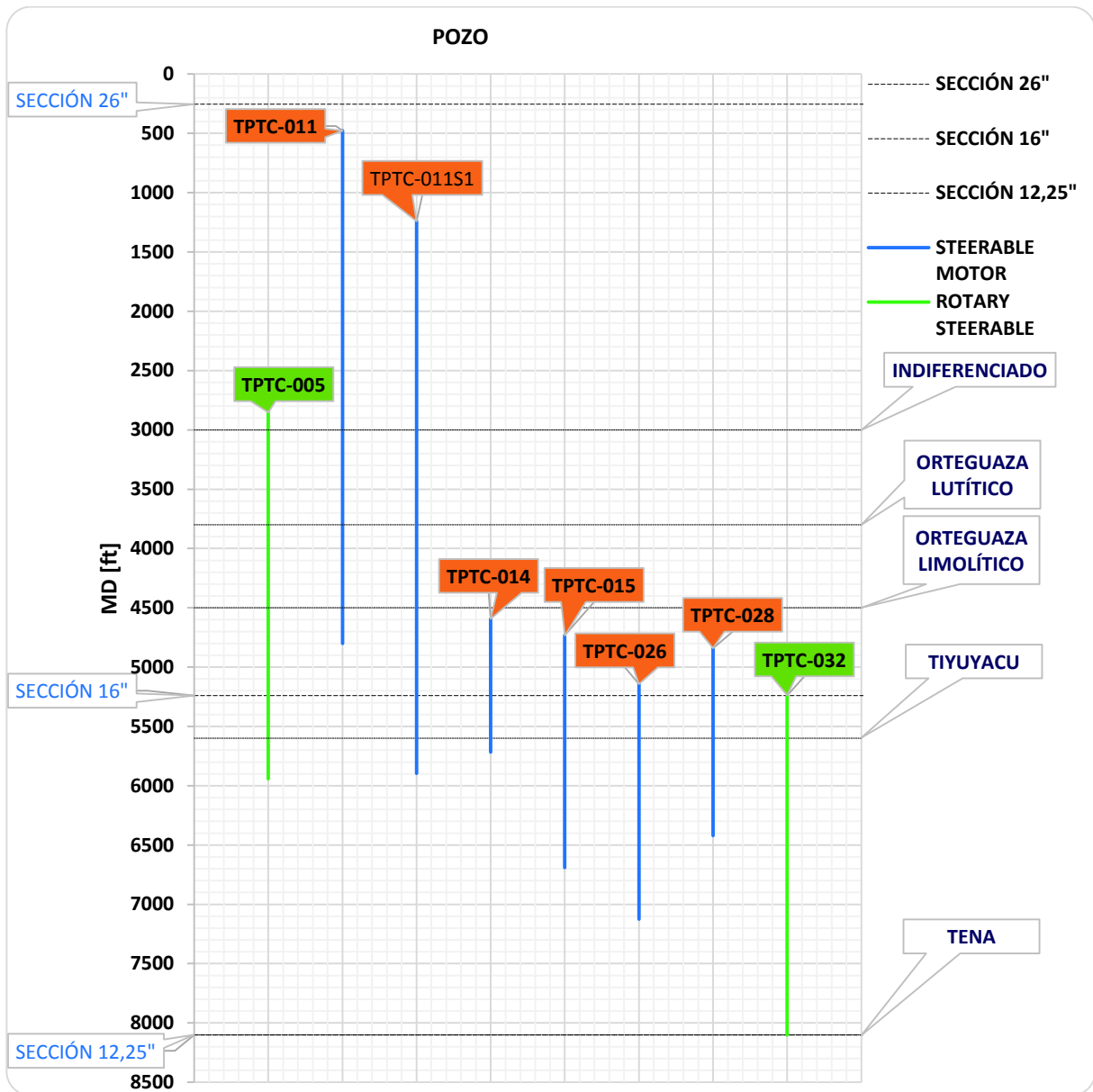


Figura 5. 31. Sistemas de perforación utilizados en la plataforma Tiputini C (sección 12,25")
Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

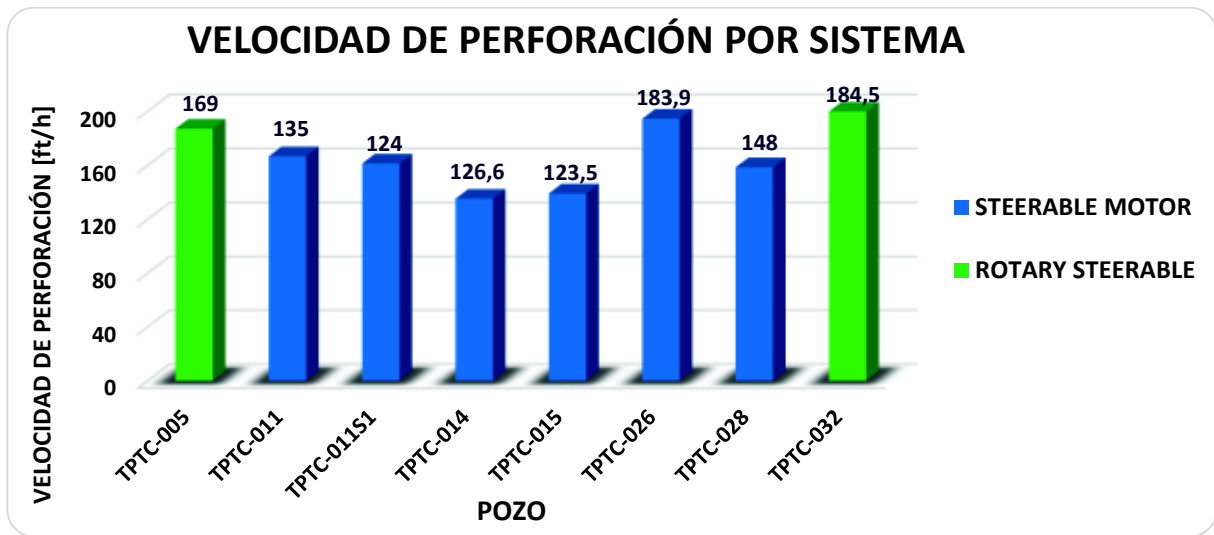


Figura 5. 32. Velocidad de construcción de la sección 12,25" de acuerdo al sistema de perforación
 Realizado por: Rodrigo Jami & Jhoselyn Quelal.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- En la perforación de pozos de alto ángulo la limpieza del hoyo es un problema común, por lo que el análisis del caudal crítico definido como el caudal mínimo necesario para transportar los recortes a superficie es un buen indicativo de la eficiencia de limpieza del hoyo, debido a que está asociado a las propiedades del fluido y parámetros de perforación.
- Los cuatro métodos empíricos utilizados presentan la misma tendencia en el requerimiento del caudal crítico, en el método de Hopkins se presenta un requerimiento mayor de caudal debido a que este método no considera el efecto de la rotación de la sarta ni la tasa de perforación.
- A partir de los 45° de inclinación el requerimiento de caudal del método de Rubiandini y Peden tienen los mismos valores, debido a que en sus ecuaciones a partir de esta inclinación se toma un valor constante e igual a 2 como factor de corrección por el ángulo de inclinación.
- El método de Larsen es válido para inclinación mayores a los 55° por lo que el análisis de caudal crítico con este método se lo realizó a partir de esta inclinación, en este método no se considera la rotación de la sarta por lo que presenta requerimientos de caudal más altos que en los métodos de Rubiandini y Peden.
- La estimación de la ventana operacional permitió obtener un rango de trabajo en el cual puede variar el valor de la densidad del fluido de perforación para evitar ya sean inlfujos o pérdidas de circulación, para realizar el estudio del efecto de esta propiedad se utilizó el método de Hopkins en el que se pudo observar que la densidad del fluido de perforación es inversamente proporcional al caudal crítico.
- En el estudio del efecto de la viscosidad plástica mediante el método de Hopkins se obtuvo que el caudal crítico es directamente proporcional a la viscosidad plástica del fluido de perforación, este parámetro tiene poca influencia ya que al modificarlo la variación del caudal crítico es mínima.
- En el estudio del efecto del punto cedente mediante el método de Hopkins se demostró que el punto cedente del fluido de perforación es inversamente proporcional al caudal crítico, pero se debe tener en cuenta que este parámetro depende del tipo de fluido de perforación para poder modificarlo.
- El estudio del efecto de la rotación de la sarta de perforación se lo realizó con los métodos de Rubiandini y Peden, en los cuales se pudo observar que el caudal crítico

es inversamente proporcional a las revoluciones por minuto de la sarta de perforación, aunque se tiene la limitante que son los equipos con los que se esté trabajando, en este caso su valor máximo es 150 rev/min.

- El estudio del efecto de la tasa de perforación se lo realizó con los métodos de Larsen, Rubiandini y Peden, la tasa de perforación es directamente proporcional al caudal crítico este parámetro se debe ir controlando de acuerdo a la cantidad de recortes de perforación que se vayan originando.
- Al diseñar las propiedades reológicas del fluido y los parámetros de perforación se pudo observar que el caudal crítico sigue siendo mayor a la capacidad de la bomba en la sección de 16", por lo que es necesario realizar acciones adicionales que compensen el requerimiento de caudal.
- Debido a que el caudal disponible por las bombas no es suficiente, se diseñó tres estaciones de circulación intermedias en las cuales se pudo observar que el requerimiento de caudal crítico disminuye en hasta 400 [gal], lo que demuestra la importancia de estas estaciones en la optimización de la limpieza del hoyo.
- En el análisis histórico del ensamblaje de fondo se pudo concluir que la perforación de la sección de 16" se debe realizar con un sistema combinado steerable motor al inicio debido a que se atraviesa zonas con presencia de arcilla y no se puede utilizar parámetros de perforación altos, luego se debe cambiar al sistema rotary steerable para utilizar parámetros de perforación altos y garantizar la limpieza de hoyos. En cambio, para la perforación de la sección 12,25" se demostró que se debe utilizar el sistema RSS debido a que esta sección presenta una zona tangente extensa y se deben utilizar parámetros de perforación altos.

RECOMENDACIONES

- En este trabajo de titulación se consideró un pozo en calibre, pero en la realidad a medida que se profundiza se generan cavernas o cavidades en las paredes de la formación esto debido a la presencia de arcillas reactivas en lutitas. Se recomienda analizar el efecto que genera en el requerimiento de caudal crítico cuando el pozo presenta cavidades en la formación.
- En base al análisis histórico de perforación se recomienda realizar las siguientes prácticas operativas:
 - Controlar la salida de recortes en zarandas luego de bombear píldoras y en las estaciones de circulación.
 - Tiempo y número de repasos cada parada perforada, se observó que lo recomendado es de 4 a 5 repasos en un tiempo de 20 minutos, de los cuales se

recomienda 3 a 4 minutos al inicio en fondo a 140 RPM, subir con RPM en un rango de 80 a 100 y para abajo con 140 RPM.

- Utilizar el caudal más alto posible mientras se perfora.
- Control de la velocidad de perforación.
- Sacar la tubería sin rotación en los viajes de calibración si es posible, caso contrario añadir rotación y galonajes.
- En este trabajo de titulación se consideró como diámetro de recortes 0,38 [in] que es un tamaño de recorte mediano, pero esto no se presenta en todo el pozo por lo que se recomienda el estudio de requerimiento de caudal crítico variando el tamaño de recorte.
- Se recomienda hacer un estudio del caudal crítico en el momento de realizar viajes con back reaming debido a que allí se genera caída de sólidos que pueden ocasionar problemas de pega de tubería.
- En los sitios donde la formación lo permite se recomienda utilizar mayor rotación de la sarta de perforación debido a que esta rotación ayuda a remover mecánicamente las camas de recortes.
- Debido al grado de confiabilidad que se obtuvo al realizar el análisis de requerimiento de caudal crítico mediante las correlaciones empíricas de Hopkins, Larsen, Rubiandini y Peden se recomienda realizar un simulador en base a estas correlaciones ya que será una manera fácil y económica de diseñar las propiedades del fluido de perforación como son: densidad, viscosidad plástica y punto cedente, además de los parámetros de perforación como RPM y ROP debido a que los simuladores de las empresas prestadoras de servicios son costosos y no están accesibles al público.
- En este trabajo de titulación se analizó los valores óptimos de las propiedades del fluido esto es: densidad, viscosidad plástica y punto cedente más no los aditivos químicos que se deben añadir al fluido para alcanzar los valores diseñados en el presente estudio, por lo que se recomienda realizar futuras investigaciones de los aditivos a utilizarse.

SIMBOLOGÍA

BHA: Ensamblaje de fondo

CEPE: Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana

DEC=ECD: Densidad equivalente de circulación, [lpg]

FMW: Factor de corrección de densidad del fluido de perforación

GPM: Caudal de bombeo del fluido de perforación [gal/min].

ITT: Ishpingo Tiputini Tambococha

MD: Profundidad medida, [ft]

OCP: Oleoductos de crudos pesados

pf: Densidad del fluido de perforación, [lpg]

Qcrit: Caudal crítico, [gal/min]

ROP: Velocidad de perforación, [ft/h]

RPM: Velocidad de rotación de la sarta de perforación, [rev/min]

RSS: Sistema giratorio orientable

SOTE: Sistema del Oleoducto Transecuatoriano

TFA: Área total de flujo, [in²]

TVD: Profundidad vertical verdadera, [ft]

T.P: Tubería de perforación

Vcrit: Velocidad crítica, [ft/min]

VP: viscosidad plástica, [cp]

YP: Punto cedente, [lb/100 ft²]

WOB: peso sobre la broca, [1000 lbf]

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Felczak E, Torre A, Godwin N, Mantle K, Naganathan S, Hawkins R, Li K, Jones S & Slayden F. (2011). Lo mejor de ambos mundos: un sistema rotativo direccional híbrido. *Oilfield Review*,
- [2] Peden, J. M., Ford, J. T., & Oyenyin, M. B. (1990, January 1). Comprehensive Experimental Investigation of Drilled Cuttings Transport in Inclined Wells Including the Effects of Rotation and Eccentricity. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/20925-MS
- [3] Rubiandini R.S., R. (1999, January 1). Equation for Estimating Mud Minimum Rate for Cuttings Transport in an Inclined-Until-Horizontal Well. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/57541-MS
- [4] Bourgoyne A., Millheim K., Chenevert M., Young F., (1986) Applied drilling engineering,
- [5] Ranjbar R, (2010). Cuttings transport in inclined and horizontal wellbore. Master's Thesis. University of Stavanger. Noruega.
- [6] Jiimaa G, (2013). Cutting transport models and parametric studies in vertical and deviated wells. Master's Thesis. University of Stavanger. Noruega
- [7] Effiong F, (2013). Experimental Cuttings Transport in Horizontal Wellbore. Master's Thesis. Norwegian University of Science and Technology. Noruega.
- [8] Acuña A, & Pilicita G, (2013). Análisis técnico y elaboración de alternativas para programas de hidráulica y limpieza de perforación direccional en pozos con alto ángulo de buzamiento del Bloque 15. Tesis de pregrado. Escuela Politécnica Nacional. Ecuador.
- [9] García P, & Hernández E, (2010). Limpieza de pozos verticales con sistemas de fluidos base no acuosa empleados durante la perforación en aguas profundas. Tesis de Pregrado. Universidad Autónoma de México. México.
- [10] Shell E. & P. (2003). Hole Cleaning Best Practices Quick Guide, K & M Technology Group.
- [11] Hawker D., (2002). Datalog: Análisis de las Presiones Anormales de la Formación. Traducción 1.0 de la versión en inglés (versión 2.1., febrero 2001).
- [12] Martínez J, (2011). Consideraciones Técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- [13] Boas, J., & Almeida, D. (2017). Prácticas para la optimización de la limpieza hoyo, en la perforación de pozos de alto ángulo y largo alcance en el campo Tiputini – Bloque 43. *Revista Petróleo & Gas Ecuador*.
- [14] Soque, L., & Vásquez, J. (2012). Estudio de los Problemas Presentados Durante la Perforación de Pozos Direccionales con Alto Ángulo de Inclinación en un Campo del Oriente Ecuatoriano. Tesis de Pregrado. Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador.

- [15] Cárdenas, D., & Almeida, D. (2010). Optimización de la Perforación de Pozos Direccionales de los Principales Campos de Petroproducción en la Cuenca Oriente en base a su Caracterización Litológica. Tesis de Pregrado. Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador.
- [16] Li, J., & Walker, S. (1999). Sensitivity Analysis of Hole Cleaning Parameters in Directional Wells. U.S.A-Texas.
- [17] Nwagu, C., & Awobadejo, T. (2014). Application of Mechanical Cleaning Device: Hole Cleaning Tubulars, to Improve Hole Cleaning. Nigeria.
- [18] Rasi, M. (1994). Hole Cleaning in Large, High-Angle Wellbores. Texas.
- [19] Casalis, D., Malfetana, O., & Jara, F. (2003). Drilling High-Angle Wells in Amazonia Natural Life Reserve. Colorado.
- [20] Alkafeef, F., & Bizanti, S. (2003). A Simplified Hole Cleaning Solution to Deviated and Horizontal Wells. Bahrain.
- [21] Luo, Y., & Bern, P. (1994). Simple Charts to Determine Hole Cleaning Requirements in Deviated Wells.
- [22] Ogunrinde, J., & Dosunmu, (2012) A Hydraulics Optimization For Efficient Hole Cleaning in Deviated and Horizontal Wells. Nigeria.