

**SISTEMA PARA LA SIMULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN
DE POZOS PETROLÍFEROS VERTICALES**

JHON FREDY SANABRIA RINCÓN
GIOVANNY STEVEN MENJURA MARTÍNEZ

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

2018

**SISTEMA PARA LA SIMULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN
DE POZOS PETROLÍFEROS VERTICALES**

JHON FREDY SANABRIA RINCÓN
GIOVANNY STEVEN MENJURA MARTÍNEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR

WILSON RAÚL CARREÑO VELASCO
Msc. Diseño, Gestión y Dirección de Proyectos

CODIRECTOR

LUIS EDUARDO BAUTISTA ROJAS
Msc. Ingeniería de Sistemas e Informática

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

2018

DEDICATORIA

A Dios, por su inmenso amor, por llenarme de mucha sabiduría y fortaleza en cada momento de mi vida. Que seas tú Señor quien siempre ilumine mi camino.

A mis maravillosos padres Luis y Olga, por su amor, dedicación, consejos y apoyo recibido durante mi etapa universitaria. Son mi motivación, sin ustedes no hubiera sido posible este sueño. LOS AMO.

A la ingeniera Diana, mi hermanita, por toda la colaboración brindada, por su paciencia y compañía. La quiero mucho... Siempre CAB.

A mis profes del cole por la excelente educación recibida y por ser guías en mi proyecto de vida. Siempre los recordaré.

A mis familiares que siempre me motivaban para lograr este objetivo.

Jhon Fredy Sanabria Rincón

DEDICATORIA

A mi Dios por darme la sabiduría y guiarme por el camino de esta etapa de mi formación profesional.

A la Virgen María y Santo Domingo Sabio por fortalecerme espiritualmente en los momentos difíciles.

A mis padres Elsy y Jesús por ser el apoyo incondicional, por instruirme, por inculcarme valores de respeto amor y pasión por lo que quiero, Los amo.

A mi hermanita Gina por acompañarme y ser mi mejor amiga, mi apoyo y mi crítica número uno, tus consejos me ayudan a fortalecerme como persona. Te quiero.

A mi madrina María del Carmen por ser la mejor madrina del mundo, por estar ahí y demostrarme su cariño, siempre vas a estar en mi corazón y que lecciones tan grandes me dejaste con tu partida.

A esa personita que llego a mi vida para hacer crecer en un sentimiento que nunca olvidare, a pesar de todo siempre vas a ser muy importante en mi vida. Te quiero mucho mi Ing. I.s.c.p.j.a. un poco e. pero que se ganó mi corazón y mi cariño.

A la monita más linda del ICP por ser una personita maravillosa que se merece lo mejor de lo mejor.

A Rosarito y a todas las personas que conocí en el Instituto Colombiano del Petróleo, hicieron que mi experiencia como aprendiz universitario fuera una de las mejores en mi formación profesional.

A mis amigos (Helman, July, Samuel, David) y a cada una de las personas que me apoyaron y que me brindaron su amistad. Los verdaderos amigos son para toda la vida.

Giovanny Steven Menjura Martínez

AGRADECIMIENTOS

A Dios quien nos da sabiduría y nos permite materializar nuestros sueños.

Un agradecimiento especial al ingeniero Msc. Wilson Raúl Carreño Velasco, director de nuestro proyecto de grado, quien apoyo nuestra idea y nos brindó su constante ayuda, compartiéndonos su experiencia en la industria y sus consejos de motivación.

Al grupo de investigación INTERFAZ de la Escuela de Diseño Industrial y especialmente al profesor Msc. Luis Eduardo Bautista Rojas, codirector del proyecto, por facilitarnos el espacio y las herramientas necesarias para lograr un producto de software de calidad.

Al grupo de trabajo, conformado por Jessica, Daniel, John, Felipe y Sebastián por su colaboración en sus áreas de conocimiento, quienes fueron de gran ayuda para el acompañamiento en el desarrollo de las diferentes etapas que se plantearon.

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y los profesores que nos aportaron en nuestra formación ética y profesional.

A ECOPETROL S.A por permitirnos fortalecer nuestra formación profesional, a través de la práctica industrial.

A los encargados de los laboratorios de análisis petrofísicos y fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por permitirnos desempeñar laboralmente.

TABLA DE CONTENIDO

| | Pág. |
|--|-------------|
| INTRODUCCIÓN | 20 |
| CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS | 23 |
| OBJETIVO GENERAL | 23 |
| OBJETIVOS ESPECÍFICOS | 23 |
| 1. PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS..... | 24 |
| 1.1 SISTEMAS DE PERFORACIÓN DE POZOS CONVENCIONALES | 25 |
| 1.1.1 Sistema de circulación | 25 |
| 1.1.2 Sistema de rotación | 28 |
| 1.1.3 Sistema de levantamiento de cargas | 29 |
| 1.1.4 Sistema de potencia | 32 |
| 1.1.5 Sistema de seguridad | 33 |
| 2. ESCENARIO PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLÍFERO | 35 |
| 2.1 ESCENARIO DE SUBSUELO | 36 |
| 2.1.1. Cuencas sedimentarias de Colombia | 37 |
| 2.1.2. Características o parámetros para seleccionar la cuenca | 39 |
| 2.1.2.1. Reservas Colombianas de gas natural | 39 |
| 2.1.2.2. Área de las cuencas sedimentarias. | 42 |
| 2.1.2.3. Aceite original en sitio | 42 |
| 2.1.2.4. Potencial de recursos hidrocarburíferos..... | 43 |
| 2.1.2.5. Resultado de pozos exploratorios entre 2007-2015..... | 45 |
| 2.1.2.6. Contratos de Exploración y perforación | 46 |
| 2.1.2.7. Producción de gas | 47 |
| 2.1.2.8. Producción de petróleo | 48 |

| | |
|--|-----------|
| 2.1.3. Selección de la cuenca sedimentaria..... | 49 |
| 2.1.4. Cuenca de los llanos orientales | 51 |
| 2.1.4.1. Columna litológica generalizada de la cuenca | 51 |
| 2.1.4.2. Principales formaciones presentes en la cuenca | 53 |
| 2.1.4.3. Profundidades de tope y base de las formaciones | 59 |
| 2.1.4.4. Textura para cada una de las formaciones de la cuenca..... | 63 |
| 2.2 ESCENARIO DE SUPERFICIE | 63 |
| 3. PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS | 77 |
| 3.1 TIPOS DE PROBLEMAS OPERACIONALES | 77 |
| 3.2 PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS FRECUENTES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS VERTICALES | 77 |
| 3.3 UBICACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS FRECUENTES EN LA PERFORACIÓN EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES..... | 85 |
| 4. PROCEDIMIENTO PARA REACCIONAR ANTE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS FRECUENTES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS VERTICALES | 95 |
| 4.1 WELL CONTROL | 95 |
| 4.1.1 Definición | 95 |
| 4.1.2 Causas..... | 96 |
| 4.1.3. Indicadores | 97 |
| 4.1.4 Procedimientos de control de flujo | 100 |
| 4.1.4.1 Procedimiento de control de flujo durante la perforación | 100 |
| 4.1.4.2 Procedimiento de control de flujo durante una maniobra o viaje..... | 101 |
| 4.1.5 Procedimientos de cierre del pozo..... | 102 |
| 4.1.5.1 Procedimiento de cierre con tubería en fondo del pozo | 102 |
| 4.1.5.2 Procedimiento de cierre al bajar o sacar tubería..... | 104 |
| 4.1.6 Métodos de control de pozo..... | 104 |
| 4.1.6.1 Método del perforador..... | 106 |

| | |
|---|-----|
| 4.1.6.2 Método de esperar y densificar | 109 |
| 4.2 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN..... | 112 |
| 4.2.1 Definición y descripción | 112 |
| 4.2.2 Clasificación de las pérdidas..... | 112 |
| 4.2.3 Causas..... | 114 |
| 4.2.4 Indicadores | 115 |
| 4.2.5 Medidas preventivas | 116 |
| 4.2.6 Soluciones | 117 |
| 4.2.7 Material LCM..... | 121 |
| 4.3 PEGA DE TUBERÍA POR EMPAQUETAMIENTO | 122 |
| 4.3.1. Definición | 122 |
| 4.3.2. Causas y medidas preventivas | 122 |
| 4.3.3. Soluciones | 130 |
| 4.3.3.1. Pasos iniciales | 130 |
| 4.3.3.2. Análisis del trabajo..... | 132 |
| 5. SISTEMA PARA LA SIMULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS VERTICALES..... | 136 |
| 5.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO | 136 |
| 5.2 MANUAL DE USUARIO | 143 |
| 6. EVALUACIÓN DEL SOFTWARE..... | 160 |
| 6.1 EVALUACIÓN EXTERNA | 162 |
| 6.2 EVALUACIÓN CON EXPERTOS | 165 |
| 7. CONCLUSIONES | 168 |
| 8. RECOMENDACIONES..... | 169 |
| BIBLIOGRAFIA..... | 170 |
| ANEXOS..... | 176 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Figura 1. Sistema de circulación..... | 26 |
| Figura 2. Sistema de izaje. | 30 |
| Figura 3. Montaje de una preventora..... | 34 |
| Figura 4. Sísmica de reflexión..... | 37 |
| Figura 5. Propuesta mapa cuenca de Colombia por la ANH de 2007..... | 38 |
| Figura 6. Reservas colombianas de gas natural. | 39 |
| Figura 7. Reservas probadas, probables y posibles de gas natural por cuenca. ... | 40 |
| Figura 8. Pozos exploratorios 2007-2015. | 45 |
| Figura 9. Producción de Gas 2009-2015. | 47 |
| Figura 10. Producción de Crudo 2009-2015. | 48 |
| Figura 11. Columna Litológica de la cuenca de los llanos orientales..... | 49 |
| Figura 12. Localización y límites de la cuenca de los llanos orientales. | 51 |
| Figura 13. Columna Litológica de la cuenca de los llanos orientales..... | 52 |
| Figura 14. Provincias estructurales en la cuenca Llanos Orientales..... | 57 |
| Figura 15. Ejemplo de una Sección estratigráfica local cuenca llanos orientales. . | 60 |
| Figura 16. Secciones estratigráficas locales Cuenca llanos orientales..... | 60 |
| Figura 17. Secciones estratigráficas locales Cuenca llanos orientales..... | 61 |
| Figura 18. Formación Guayabo Medina Cundinamarca. | 63 |
| Figura 19. Actividad de los taladros de perforación en Colombia. | 64 |
| Figura 20. Capacidad del top drive de los taladros con contrato. | 65 |
| Figura 21. Capacidad de top drive y potencia por compañías. | 66 |
| Figura 22. Guía para determinar diámetro de hueco y casing. | 68 |
| Figura 23. Tipo de BHA según ubicación del punto neutro. | 70 |
| Figura 24. Ventana de lodo segura de un pozo en el Piedemonte Llanero. | 74 |
| Figura 25. Ventana de lodo segura pozo Castilla 323 ubicado en Meta. | 75 |

| | |
|--|-----|
| Figura 26. Problemas operacionales durante la perforación de un pozo. | 78 |
| Figura 27. Años de experiencia de la muestra en la industria del Petróleo. | 80 |
| Figura 28. Participación de encuestados en proyectos de perforación en la cuenca Llanos Orientales. | 81 |
| Figura 29. Problemas operacionales durante la perforación de un pozo en Meta. | 87 |
| Figura 30. Ubicación de problemas operaciones en Arauca. | 89 |
| Figura 31. Ubicación de problemas operaciones en la sub-cuenca Casanare. | 91 |
| Figura 32. Ubicación de problemas operaciones en el Piedemonte Llanero. | 94 |
| Figura 33. Árbol de decisiones para control de pérdidas de circulación. | 120 |
| Figura 34. Recortes depositados empaquetamiento. | 123 |
| Figura 35. Presión geológica de la formación. | 124 |
| Figura 36. Formaciones no consolidadas. | 125 |
| Figura 37. Formaciones móviles. | 126 |
| Figura 38. Formaciones fracturadas y falladas. | 128 |
| Figura 39. Formaciones reactivas. | 129 |
| Figura 40. Logo Rhinoceros. | 137 |
| Figura 41. Interfaz Rhinoceros. | 137 |
| Figura 42. Logo Blender. | 138 |
| Figura 43. Interfaz Blender. | 138 |
| Figura 44. Logo Unity. | 139 |
| Figura 45. Interfaz Unity. | 139 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Tabla 1. Capacidades de las bombas según el tamaño de las camisas. | 27 |
| Tabla 2. Cuencas de mayor a menor cantidad de reservas. | 40 |
| Tabla 3. Distribución por cuencas de las distintas categorías de reservas. | 41 |
| Tabla 4. Distribución por cuencas de las reservas totales de gas natural. | 41 |
| Tabla 5. Área y área de producción de las principales cuencas sedimentarias. | 42 |
| Tabla 6. Aceite original en sitio de las mejores cuencas sedimentarias. | 43 |
| Tabla 7. Potencial de recursos Hidrocarburiíferos de Colombia en BBP. | 44 |
| Tabla 8. Contratos de exploración y perforación firmados. | 46 |
| Tabla 9. Producción de Gas 2009-2015. | 47 |
| Tabla 10. Producción de Crudo 2009-2015. | 48 |
| Tabla 11. Mejores cuencas sedimentarias de Colombia. | 50 |
| Tabla 12. Estado mecánico de los pozos en la cuenca Llanos Orientales. | 68 |
| Tabla 13. Drill Collar recomendado según sección de hueco. | 69 |
| Tabla 14. Descripción del BHA para todas las fases en el pozo Canaguay 1. | 72 |
| Tabla 15. BHA fase 8 1/2" de un pozo ubicado en Meta. | 76 |
| Tabla 16. Empresas en las que ha laborado el personal encuestado. | 80 |
| Tabla 17. Problemas operacionales más frecuentes durante la perforación. | 82 |
| Tabla 18. Fases de los pozos ubicados en la cuenca Llanos Orientales. | 83 |
| Tabla 19. Formaciones problemáticas identificadas por los encuestados. | 84 |
| Tabla 20. Características de las formaciones de la cuenca Llanos Orientales. | 84 |
| Tabla 21. Procedimiento de control de flujo durante la perforación. | 101 |
| Tabla 22. Procedimiento de control de flujo durante una maniobra o viaje. | 102 |
| Tabla 23. Procedimiento de cierre con la tubería en fondo. | 103 |
| Tabla 24. Procedimiento de cierre durante un viaje. | 104 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 25. Procedimiento de control de pozo. Método del perforador..... | 107 |
| Tabla 26. Procedimiento de control de pozo. Método de esperar y densificar..... | 110 |
| Tabla 27. Tipos de pérdida de circulación según la tasa de pérdida. | 113 |
| Tabla 28. Tipos de pérdida de circulación según el tiempo de tratamiento. | 113 |
| Tabla 29. Clasificación de material LCM..... | 122 |
| Tabla 30. Datos descriptivos de tiempo de aprendizaje y tiempo con errores. | 163 |
| Tabla 31. Participantes que solucionaron las preguntas en el primer intento. | 164 |
| Tabla 32. Ayudas recibidas por los participantes..... | 164 |
| Tabla 33. Cuestionario de percepción del usuario. | 165 |
| Tabla 34. Resultados evaluación aspectos pedagógicos, funcionales, técnicos y estéticos..... | 166 |

LISTA DE ANEXOS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Anexo A. Aproximación profundidades de las formaciones en la provincia estructural de Arauca. | 176 |
| Anexo B. Aproximación profundidades de las formaciones en la provincia estructural de Casanare. | 177 |
| Anexo C. Aproximación profundidades de las formaciones en la provincia estructural de Meta. | 178 |
| Anexo D. Aproximación profundidades de las formaciones en la provincia estructural de piedemonte. | 179 |
| Anexo E. Capacidad de Top drive por departamento. | 180 |
| Anexo F. Potencia por departamento. | 181 |
| Anexo G. Catálogo RIG UISSAPP 18 – 3000 HP | 182 |
| Anexo H. Layout SSAPP - RIG 18. | 183 |
| Anexo I. Ensamblaje de fondo para la subcuenca Arauca. | 184 |
| Anexo J. Ensamblaje de fondo para la subcuenca Casanare. | 185 |
| Anexo K. Ensamblaje de fondo para la subcuenca Piedemonte. | 186 |
| Anexo L. Ensamblaje de fondo para la subcuenca Meta. | 187 |
| Anexo M. Ficha técnica encuesta SSAPP. | 188 |
| Anexo N. Hoja de matado del pozo. | 189 |
| Anexo O. Mecanismo de pega de tubería. | 191 |
| Anexo P. Interfaz de Inicio SSAPP. | 192 |
| Anexo Q. Pantallas principales del simulador SSAPP. | 193 |
| Anexo R. Evaluación con expertos. | 194 |

GLOSARIO

BACKREAMING: sacar la sarta de perforación circulando y rotando.

CUTTINGS: cortes de formación producidos por el efecto de la broca son transportados a superficie por el fluido de perforación

ECD: la densidad equivalente de circulación es la presión que siente el fondo del pozo cuando el lodo de perforación está circulando.

GPM: galones por minuto entregados por la bomba.

GRABBER: también conocida como llave de Contrafuerza, es un elemento del top drive que actúa como una tenaza, permitiendo que al momento del enrosque y desenrosque de las tuberías, se pueda aplicar un torque adecuado.

HOOKLOAD: es la fuerza total tirando hacia abajo que equivale a la suma del peso del bloque viajero, gancho y top drive, más el peso de los componentes colgados en el gancho.

INSOSLAYABLE: que no puede ser eludido.

MUT: make up torque. Aplicar torque a una conexión.

PULLING: actividad que hace referencia a la extracción de los componentes de la sarta y BHA que se encuentran dentro del pozo.

REAMING: bajar sarta de perforación circulando y rotando.

SIDETRACK: operación realizada en el pozo una vez se pierde el acceso al fondo del mismo.

SPP: también conocida como stand pipe pressure. Corresponde a la caída de presión total, tanto en superficie, como a través de la sarta y el anular.

UNDERGAUGE: hueco con un diámetro menor al de la broca de perforación en uso, como consecuencia del desgaste de la broca o derrumbe de las paredes del pozo.

VFD: variador de frecuencia. Es un sistema para el control de la velocidad rotacional de un motor de corriente alterna por medio del control de la frecuencia de alimentación suministrada al motor.

WASHOUT: caverna en el hueco. El diámetro externo del anular es mayor respecto al diámetro real del pozo, ocasionadas principalmente por el derrumbe de formaciones frágiles.

RESUMEN

TÍTULO: SISTEMA PARA LA SIMULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS VERTICALES *

AUTORES: JHON FREDY SANABRIA RINCÓN
GIOVANNY STEVEN MENJURA MARTÍNEZ **

PALABRAS CLAVE: Perforación, problemas operacionales, simulación, modelo tridimensional.

DESCRIPCIÓN:

La perforación de pozos petrolíferos es la única manera de establecer la existencia de hidrocarburos en el subsuelo, por esta razón se convierte en un aspecto de gran importancia en la industria. Con el objetivo de fortalecer estos procesos, en este trabajo se desarrolla el Sistema para la Simulación de las Actividades de Perforación de Pozos petrolíferos verticales, el cual es una herramienta de software tridimensional que permite simular e interactuar con las actividades desarrolladas durante la perforación de pozos mediante el manejo y control de diez pantallas, dos escenarios, uno de superficie que muestra los equipos y herramientas utilizados y el de subsuelo que presenta las formaciones de la cuenca sedimentaria en estudio. Para la selección de la cuenca se analizaron diferentes parámetros y así establecer la cuenca colombiana con las mejores características para el desarrollo de este tipo de proyectos en la industria petrolera.

Adicionalmente, incorpora tres problemas operacionales que el usuario debe identificar y solucionar y de esta manera adquirir y desarrollar habilidades y destrezas para llevar a cabo una operación confiable y segura. En el diseño y validación del simulador se tuvo en cuenta la opinión de personal experto en el área de perforación y estudiantes de la asignatura de perforación de pozos de la escuela de ingeniería de petróleos. La interfaz cuenta con dos roles, un administrador quien establece los escenarios a ser tenidos en cuenta por el perforador. Para el diseño de los modelos tridimensionales se utilizaron software de acceso gratuito como Blender y Rhinoceros, en los cuales se generaron los modelos que se incorporaron después a la plataforma de video juegos Unity, donde se programó y recreo la simulación, dando como resultado un simulador de perforación de pozos petrolíferos para la comunidad de la Universidad Industrial de Santander.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Wilson Raúl Carreño Velasco, Ingeniero de petróleos, Codirector: Luis Eduardo Bautista Rojas, Diseñador Industrial.

ABSTRACT

TITLE: SYSTEM FOR THE SIMULATION OF THE PERFORATION ACTIVITIES OF VERTICAL PETROLÍFEROS WELLS *

AUTORS: JHON FREDY SANABRIA RINCÓN
GIOVANNY STEVEN MENJURA MARTÍNEZ **

KEYWORDS: Drilling, operational problems, simulation, three-dimensional model.

DESCRIPTION:

The drilling of oil wells is the only way to establish the existence of hydrocarbons in the subsoil, for this reason it becomes an aspect of great importance in the industry. In order to strengthen these processes, this work develops the System for the Simulation of the Drilling Activities of vertical oil wells, which is a three-dimensional software tool that allows to simulate and interact with the activities developed during the drilling of wells through the management and control of ten screens, two scenarios, one of surface that shows the equipment and tools used and the one of subsoil that presents the formations of the sedimentary basin under study. For the selection of the basin different parameters were analyzed and thus establish the Colombian basin with the best characteristics for the development of this type of projects in the oil industry.

Additionally, it incorporates three operational problems that the user must identify and solve and in this way acquire and develop skills and abilities to carry out a reliable and safe operation. In the design and validation of the simulator, the opinion of expert personnel in the drilling area and students of the well drilling course of the petroleum engineering school were taken into account. The interface has two roles, an administrator who sets the scenarios to be taken into account by the driller. For the design of the three-dimensional models, free access software such as Blender and Rhinoceros were used, in which the models that were later incorporated into the Unity video game platform were generated, where the simulation was programmed and recreated, resulting in a simulator drilling of oil wells for the community of the Universidad Industrial de Santander.

* Degree project

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Wilson Raúl Carreño Velasco, Ingeniero de petróleo, Codirector: Luis Eduardo Bautista Rojas, Diseñador Industrial.

INTRODUCCIÓN

Al ser la perforación de pozos petrolíferos la única manera de establecer la existencia de hidrocarburos en el subsuelo, se convierte en un aspecto de gran importancia en la industria, es por esta razón que se debe tener claridad en qué situaciones pueden causar problemas operacionales durante la perforación y cómo actuar para solucionarlos. A raíz de lo anterior, se hace notoria la necesidad de las compañías operadoras de tener simuladores para capacitar a sus operarios y así reducir la incertidumbre de riesgo por fallas en el personal.

Desde las Universidades es necesario proporcionar este tipo de herramientas a los estudiantes para complementar el aspecto teórico que se enseña en la asignatura perforación de pozos, esto causará un mayor interés en el estudiante, además facilitará su aprendizaje, mediante el desarrollo de habilidades para identificar y reaccionar ante los problemas que se generen en la perforación. Sin embargo, en Colombia se hace notoria la ausencia de simuladores en esta área de ingeniería de petróleos.

En búsqueda de una solución a esta problemática, se planteó el desarrollo de una herramienta que lleva por nombre Sistema para la Simulación de las Actividades de Perforación de Pozos Petrolíferos (SSAPP), se llevó a cabo interdisciplinariamente por la escuela de ingeniería de petróleos y la escuela de diseño industrial. La finalidad de esta herramienta consiste en suplir la problemática del país en este aspecto y proporcionar un apoyo para el personal que desee incursionar en el área de perforación, además de dar soporte a la asignatura de perforación de pozos en la Universidad Industrial de Santander.

El software permite visualizar un ambiente tridimensional de subsuelo, el cual se obtuvo a través de un estudio realizado a las cuencas sedimentarias del país,

basado en el análisis de diferentes parámetros, el cual permitió establecer la cuenca Llanos Orientales como el mejor escenario para el desarrollo de actividades de perforación.

Además, recrea un ambiente tridimensional de superficie diseñado a través de un estudio realizado a los taladros empleados en el país y en los requerimientos de potencia según la cuenca en estudio, seleccionando un rig con una capacidad del top drive de 500 toneladas y una potencia de 3000 HP. Posteriormente se consultaron catálogos de taladros que cumplieran con dichas especificaciones y se escogieron las demás herramientas presentes en la locación. Una vez definidos todos los equipos que harán parte del escenario se procedió a realizar los modelos 3D a escala, con las dimensiones consultadas en las diferentes referencias bibliográficas y con el soporte de una visita técnica realizada a un campo colombiano.

Se seleccionaron 3 problemas operacionales que harán la parte de la herramienta para que el usuario pueda interactuar. El método utilizado para la selección de estos problemas fue la información proporcionada por personal experto en perforación a través de una encuesta. Finalmente, al analizar los resultados se escogieron well control, pérdidas de circulación y pega de tubería por empaquetamiento. Posteriormente se hizo una búsqueda de material bibliográfico de los diferentes métodos existentes para resolver cada uno de estos problemas.

Teniendo una versión de prueba de la herramienta de software, se realizó una serie de pruebas para validar la usabilidad del mismo, esta evaluación se dividió en dos partes, la primera con personal experto en perforación y la segunda con estudiantes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

El presente trabajo está compuesto por 6 capítulos. Inicialmente se dan las generalidades de la perforación de pozos petrolíferos, detallando los equipos que

conforman cada uno de los 5 sistemas que componen la perforación. Posteriormente, se expone el escenario de subsuelo y de superficie, aquí se muestra la selección de la zona de estudio junto con su caracterización y la manera en la que se seleccionó el taladro y los demás equipos de superficie. En el tercer capítulo se presentan los problemas operaciones que surgen durante la perforación de un pozo, de los cuales con la tabulación de una encuesta realizada a personal experta en el área se seleccionan los 3 más frecuentes en la operación. En el siguiente capítulo se puntualiza en los problemas seleccionados, sus causas, identificación y especialmente en los procedimientos a seguir para su tratamiento.

El capítulo 5 se centra en la herramienta SSAPP, se hace una descripción del modelo y la forma en la que fueron realizadas tanto los modelos 3D como la programación de las pantallas y el manual de usuario del software.

Finalmente se realiza la evaluación del mismo siguiendo una metodología educativa con el fin de determinar su aprobación y funcionalidad.

CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar y desarrollar una herramienta de software 3D, que permita simular las actividades de perforación y los problemas operacionales más frecuentes durante la operación de pozos petrolíferos verticales, con el fin de desarrollar habilidades y destrezas en el operario.

| OBJETIVOS ESPECÍFICOS | NUMERAL RELACIONADO |
|---|--|
| Recolectar y analizar el material bibliográfico relacionado con la perforación de pozos petrolíferos verticales. | Perforación de pozos petrolíferos |
| Determinar y establecer el ambiente tridimensional, tipo de superficie y de subsuelo que permita la interacción del operario con el entorno en la perforación de pozos petrolíferos verticales. | Escenario para la perforación de un pozo petrolífero |
| Definir los problemas operacionales más frecuentes durante la perforación de pozos petrolíferos verticales. | Problemas operacionales en la perforación de pozos petrolíferos |
| Describir el procedimiento para reaccionar ante los problemas operacionales más comunes generados durante la perforación de pozos petrolíferos verticales. | Procedimiento para reaccionar ante los problemas operacionales más frecuentes en la perforación de pozos petrolíferos verticales |
| Realizar pruebas con usuarios expertos en el manejo de operaciones de perforación para comprobar el correcto funcionamiento del software. | Evaluación del software |

1. PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS

La perforación de un pozo es la única manera de verificar la existencia de hidrocarburos en una zona de estudio sugerida en la etapa de exploración por medios de las pruebas de subsuelo y análisis de la geología. El objetivo de esta actividad es construir un pozo útil que conecte el yacimiento hasta la superficie permitiendo su explotación racional en forma segura y al menor costo posible para posteriormente tratarlo y comercializarlo.

Dos eventos significativos marcaron la historia de la industria petrolera e iniciaron la revolución energética, ellos son la perforación del pozo por el Coronel Drake en 1859 y el pozo Spindletop perforado por Lucas en 1901.

En 1859 el Coronel Drake contrató un equipo de perforación a percusión (la broca va sujeta a un cable que se sube y baja para avanzar en la perforación) con el objetivo de encontrar petróleo en Pensilvania (Estados Unidos). Drake perforó hasta una profundidad de 69.5 pies (21.2 m) en donde encontró petróleo. Este hecho dio inicio al nacimiento de la industria petrolera, que ha evolucionado y continuará su desarrollo tecnológico.

En 1901 Anthony Lucas perforó un pozo en Spindletop Texas empleando un taladro hidráulico rotario (broca sujeta a una tubería que rota y la hace girar y avanzar con mayor facilidad que la percusión). A una profundidad de 1020 pies ocurre la salida de petróleo que acaba con la torre. Encontraron un pozo que produce 84.000 barriles por día. Con la perforación exitosa de este pozo se popularizó la perforación rotaria en todo el mundo en búsqueda del oro negro, técnica que hoy se emplea con los cambios tecnológicos propios de cada época en la búsqueda en condiciones exigentes del preciado y discutido fluido combustible.¹

¹ ARIZA LEÓN, Emiliano. Fundamentos en perforación de pozos [en línea]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2009. Disponible en: <https://www.coursehero.com/file/28976689/jitorres-FUNDAMENTOS-DE-PERFORACI%C3%93Npdf/>

En los últimos años además de la perforación por percusión y la perforación rotaria se ha venido desarrollando e incorporando nuevas tecnologías en la industria.

1.1 SISTEMAS DE PERFORACIÓN DE POZOS CONVENCIONALES

Un taladro de perforación rotatoria está conformado de 5 sistemas principales:

- Sistema de circulación
- Sistema de rotación
- Sistema de levantamiento de cargas
- Sistema de potencia
- Sistema de seguridad

1.1.1 Sistema de circulación. Es el encargado de mover o desplazar el fluido de perforación en un circuito cerrado de circulación, succionándolo de los tanques de lodo y enviándolo por medio de las líneas de descarga hacia la torre, posteriormente pasa a través de las conexiones superficiales de la sarta de perforación, de las boquillas de la broca y de los espacios anulares, luego a través de los equipos de control de sólidos, hasta finalmente retornar de nuevo a los tanques de lodo.

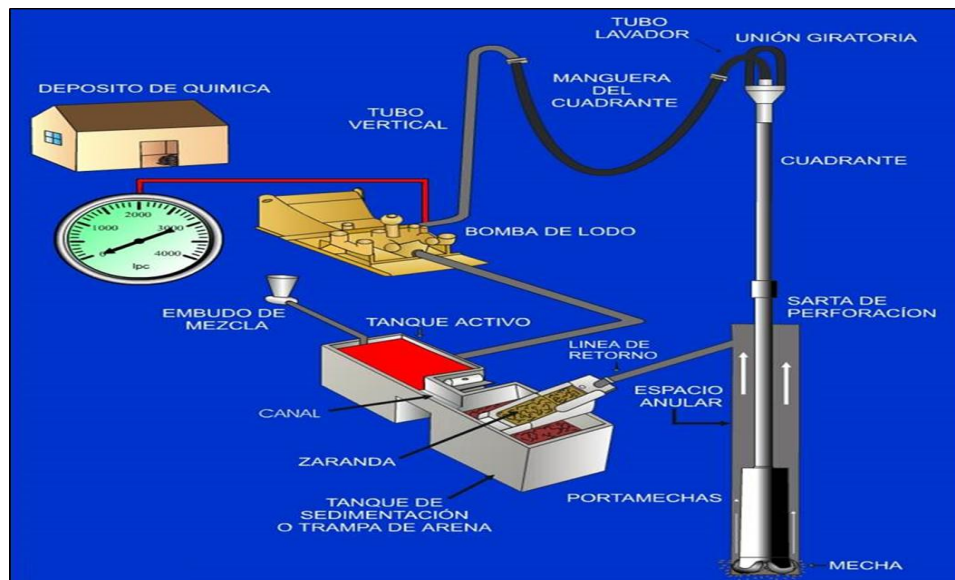
El sistema de circulación está conformado por el fluido de perforación, los tanques de lodo, las bombas de lodo, la línea de retorno, mangueras de lodo y equipos separadores de sólidos.

Fluido de perforación. Entra a la sarta de perforación a través de la kelly o el Top Drive. Este es un elemento vital dentro de la actividad ya que realiza diversas funciones, algunas de estas son:

- Enfriar y lubricar la broca de perforación y la sarta de perforación con el fin de minimizar su desgaste, prolongar su vida y reducir costos.

- Remover los fragmentos de roca perforados, o los cortes que vienen del pozo para mantener limpio el anular, además de permitir su análisis en superficie para la evaluación de la formación.
- Balancear las presiones altas de fluido que se pueden presentar en algunas formaciones y minimizar el potencial de patadas o reventones.
- Para estabilizar el diámetro interior del pozo y las formaciones que ya han sido perforadas.

Figura 1. Sistema de circulación.



Fuente: PERFOBLOGGER. Componentes del sistema de circulación del taladro [en línea]. Agosto 2015. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com.co/2015/08/componentes-del-sistema-de-circulacion.html>

Tanques de lodo. Están conjugados con el equipo de control de sólidos ya que en ellos se prepara o acondiciona el lodo proveniente del pozo para ser nuevamente succionado por las bombas y expulsado al sistema de circulación. La mayoría de los equipos de perforación tienen diversos tanques de lodo. Están interconectados entre sí mediante líneas para permitir flexibilidad en el uso de los mismos y reciben

diferentes nombres dependiendo de su función específica se conocen como tanques de mezcla, piscina de succión, piscinas de reserva para almacenar lodo con una densidad de 0,5 ppg mayor que la densidad del lodo de uso, piscina de la zaranda, tanque de viaje y tanque de píldora. Cada uno de estos tanques deberá tener su placa de identificación en la cual se indica su contenido o funcionalidad.

Bombas de lodo. Encargadas de hacer cumplir el ciclo de circulación del lodo, desde que lo succionan del tanque respectivo, hasta que el fluido retorna al extremo opuesto del tanque de succión, después de hacer todo el recorrido. Cada equipo de perforación debe tener como mínimo tres bombas para el fluido de perforación; dos deben estar conectadas de tal manera que puedan operar solas, en paralelo y una tercera como auxiliar.² Las hay dúplex o triples siendo estas últimas las más utilizadas, la cual se caracteriza porque el pistón desplaza fluido solamente en su carrera de enfrente y no succiona como si lo hacen las bombas dúplex. De acuerdo con los tamaños de las camisas, las bombas tienen las siguientes capacidades:

Tabla 1. Capacidades de las bombas según el tamaño de las camisas.

| CAMISAS | 7" | 6-1/2" | 6" | 5-1/2" | 5" | 4" |
|----------------|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|-----------|
| Gal/Stroke | 4,00 | 3,45 | 2,94 | 2,47 | 2,04 | 1,31 |
| GPM | 580 | 500 | 426 | 358 | 296 | 189 |
| Presión (psi) | 1753 | 2033 | 2385 | 2843 | 3433 | 5381 |

Fuente: Manual de operaciones Texas Petroleum Company. Citado por VERGARA, Maura; MADARIAGA, Raúl. Bucaramanga. 2014.

² HINESTROZA, Solis; GALINDO, Juan. Desarrollo de un software para el diseño de la sarta de perforación de pozos petrolíferos. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2015. p. 87.

Línea de retorno. Es un conducto inclinado de flujo por gravedad utilizado para enviar el lodo proveniente del extremo superior del pozo hacia el equipo de tratamiento del lodo de superficie.³

Manguera de lodo. Se utiliza para conectar el extremo superior del tubo vertical a la parte superior de la sarta de perforación. Estas son fuertes y flexibles y se mueven hacia arriba y hacia abajo por medio de los equipos elevadores. El diámetro más común de uso es de 4”.

Equipos de control de sólidos. Son los equipos encargados de limpiar y acondicionar el fluido de perforación antes de ser nuevamente inyectado al pozo. La secuencia comúnmente de estos equipos en orden de operación es: zaranda, trampa de arena, desarenadores (shale shaker), desander, desilter y centrifuga decantadora; pueden existir equipos adicionales como separadores de gas, mud cleaner o agitadores de lodo.

1.1.2 Sistema de rotación. El sistema de rotación está localizado en la parte central del taladro de perforación, es uno de los componentes operacionales más importantes de un taladro de perforación rotatoria, está compuesto por un ensamblaje rotario (Kelly o top drive), sarta de perforación y la broca. Su función principal es la de hacer girar la sarta de perforación y permitir que la broca perfora un pozo desde la superficie hasta la profundidad programada.

Barra de transmisión rotaria Kelly. También conocida como barra conductora. Su función es transmitir el giro que le proporciona la mesa de rotación a la tubería de perforación, permitir la subida y bajada de la sarta, así como conducir por su interior el fluido de perforación que ha de circular por ella. Además transmite la rotación y el peso sobre la broca y soporta el peso de la sarta.

³ SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. Línea de retorno de lodo [en línea]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/mud_return_line.aspx

Top drive. Le imprime rotación a la sarta de perforación a la cual está conectada en forma directa sin necesidad de una Kelly o de mesa rotaria. Funciona como una Kelly pero con impulso rotacional propio, un motor independiente. Actualmente este sistema de transmisión rotaria es el más usado en los taladros.

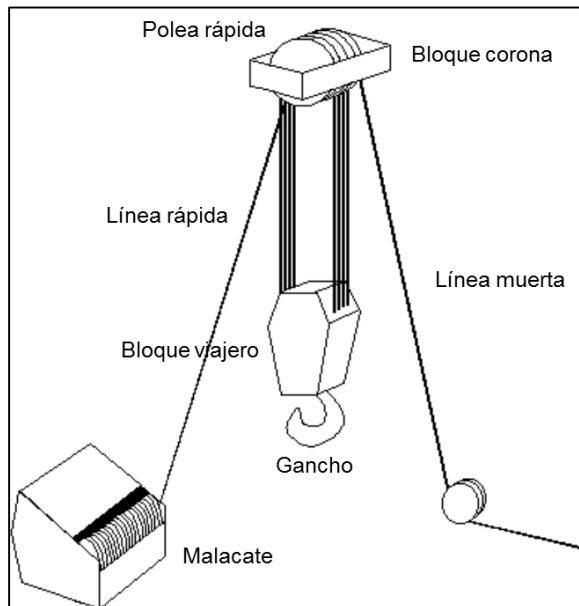
Sarta de perforación. Está compuesta de tubería de perforación (drill pipe), heavy weight drill pipe, botellas (drill collars) y una cierta cantidad de componentes menores y conecta los sistemas de superficie con la broca de perforación. Se encarga fundamentalmente de transmitir la rotación aplicada en superficie a la broca y proporcionar los medios para bajar y subir la broca de perforación dentro del pozo.

Brocas de perforación. Es la herramienta utilizada para triturar o cortar la roca. Se encuentra en la parte inferior de la sarta de perforación y debe cambiarse cuando se desgasta excesivamente y deja de avanzar en profundidad. Se dividen en brocas de arrastre, tricónicas, policristalinas y de diamante (PDC), diamante natural y TSP; son diferenciadas mediante la clasificación IADC. Están diseñadas para diferentes condiciones de operación, se deben utilizar seguir lo establecido en el plan de perforación.

1.1.3 Sistema de levantamiento de cargas. Este sistema es el encargado de soportar el peso de la sarta de perforación, además de realizar el movimiento hacia arriba y debajo de la misma. También cumple la función de mantener el peso aplicado sobre la broca durante la perforación y el rimado.

El sistema de levantamiento de cargas se divide en componentes estructurales entre los que se encuentran la torre, subestructura, bloque corona y encuelladero y otra parte de equipos y accesorios conocida como sistema de izaje que se compone del malacate, cable de perforación, línea muerta, línea rápida, bloque viajero, gancho y elevadores.

Figura 2. Sistema de izaje.



Fuente: DATALOG. Manual de perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. Versión 3. 2001.

Torre o mástil. Su finalidad es servir como estructura principal para la perforación, el reacondicionamiento o la limpieza de pozos. Una torre convencional tiene forma de pirámide de 4 lados hechos en acero estructural. Un factor limitante del sistema y la operación es la capacidad de carga del taladro, el cual determina el peso de tubería que puede soportar y por tanto la profundidad hasta la que se puede perforar de forma segura. La altura de la torre determina el tamaño de las paradas de tubería que pueden ser almacenadas sobre la mesa del taladro cuando la tubería se saque del pozo.

Subestructura. La subestructura al igual que la torre está diseñada en acero estructural y las cargas que debe soportar son superiores a las que soporta el mástil, ya que no solo soporta el mástil con su carga, sino que también el malacate, la mesa rotaria y el piso de trabajo; debe tener una altura suficiente para permitir la instalación del conjunto de preventoras y la línea de flote, generalmente varía entre 10 y 40 ft.

Bloque corona. Es un sistema de poleas ajustado en el tope de la torre de perforación, que se utiliza para la elevación de equipos de perforación o de workover. Comúnmente el número de poleas varía de 4 a 7 con un diámetro que puede ser hasta de 5 ft.

Encuelladero. Es la plataforma de trabajo del encuellador, donde se organiza la tubería de perforación, su altura depende del número de tubos conectados que se manejarán en el taladro o lo que se conoce como la parada de perforación, generalmente 90 ft.

Malacate. Es un conjunto de componentes de propulsión mecánica que proporciona fuerza de transmisión, para permitir que se levanten cargas de tubería de perforación y de revestimientos con las unidades motrices del equipo. También transmite movimientos a la rotaria, en la mayoría de los equipos. Las dimensiones de este equipo en cuanto a longitud, ancho y altura varían según su potencia, mientras que el peso puede estar entre 4,5 y 35,5 toneladas.

Cable de perforación. Se enrolla y desenrolla en el tambor del malacate, según el movimiento del bloque viajero arriba y abajo respectivamente. Del malacate, la línea va hasta el conjunto fijo de poleas localizado en el bloque corona y desde allí a las poleas en el bloque viajero, el cual queda suspendido de la torre por un número de líneas, generalmente 8, 10 o 12, por último pasa a través la línea muerta donde el cable está debidamente asegurado del lado contrario. Para seleccionar el cable de perforación se deben tener en cuenta parámetros como la capacidad de carga, resistencia a la fatiga, resistencia a la abrasión, resistencia a la corrosión y la resistencia al aplastamiento. Para seleccionar el diámetro adecuado se debe seguir la especificación de la norma API RP9B.

Línea muerta. Es la línea que llega al ancla situada a un lado de la torre, de allí pasa a un carrete de almacenamiento, donde se guarda para ir remplazando el cable de perforación en la medida que se vaya desgastando. Para cuantificar el

desgaste se calcula el trabajo realizado por el cable durante las actividades en toneladas – milla.

Línea rápida. Es el otro extremo del cable, el cual está asegurado al malacate y recibe este nombre porque se mueve a mayor velocidad que las otras secciones entre poleas.

Bloque viajero. Es un arreglo de diversas poleas que ascienden y descienden en la torre, este sistema crea una ventaja para la acción del cable de perforación permitiendo la subida o bajada de cargas pesadas en el pozo. También recibe el nombre de block. Su capacidad puede variar entre 5 y 650 toneladas según lo establecido por el Instituto Americano del Petróleo.

Gancho. Es una pieza de unión suspendida del bloque viajero cuya función es servir para colgar las diferentes herramientas que se van a ingresar al pozo para realizar la perforación. Este elemento posee una gran capacidad, tiene forma de "J" y están diseñados para levantar un peso máximo entre 50 y 600 toneladas.

Elevadores. Son abrazaderas que sujetan firmemente la parada de tubería de tal manera que pueda ser bajada dentro del pozo o levantada fuera del mismo.

1.1.4 Sistema de potencia. Los elementos básicos de este sistema lo conforman las plantas generadoras, los tanques de combustible y los motores. Es el encargado de generar la energía y fuerza motriz que permite el movimiento de los demás equipos. La mayor parte de la energía es consumida por los sistemas de levantamiento de carga y de circulación, los demás sistemas si bien consumen energía su requerimiento es mínimo. Si el taladro es eléctrico, la potencia mecánica del motor se transforma en potencia eléctrica por medio de los generadores. Luego, esta potencia eléctrica se transmite a motores eléctricos acoplados a los equipos, logrando así su movimiento.

1.1.5 Sistema de seguridad. Durante las operaciones normales de perforación, la presión hidrostática a una profundidad dada, ejercida por la columna de fluido de perforación dentro del pozo debe superar la presión de los fluidos de la formación a esa misma profundidad, de esta forma se evitan influjos. Por diversas razones la presión de los fluidos de la superación puede superar la ejercida por el lodo, permitiendo el ingreso de fluido al pozo, razón por la cual se debe tener en superficie un conjunto de equipos que permitan cerrar el pozo ante dicho imprevisto, colocar suficiente contra presión sobre la formación y recuperar el control primario del pozo.

Este sistema está compuesto por el múltiple de estrangulación, unidad acumuladora de presión, preventoras, separador de lodo y gas, consola de manejo y la línea de matado y de choque.

Múltiple de estrangulación. Es un conjunto de válvulas que pueden abrirse y cerrarse completamente y se utilizan para controlar la presión del pozo. Existen muchas posiciones entre los dos extremos para circular la arremetida hacia afuera y bombear lodo nuevo hacia el hoyo. A medida que el influjo va saliendo del hoyo se va reduciendo la temperatura del estrangulador a posiciones que mantienen la suficiente presión para permitir que salga el influjo y lodo pero no permite que salga más fluido de perforación.⁴ La norma API RP-H3 reglamenta lo relacionado con este equipo.

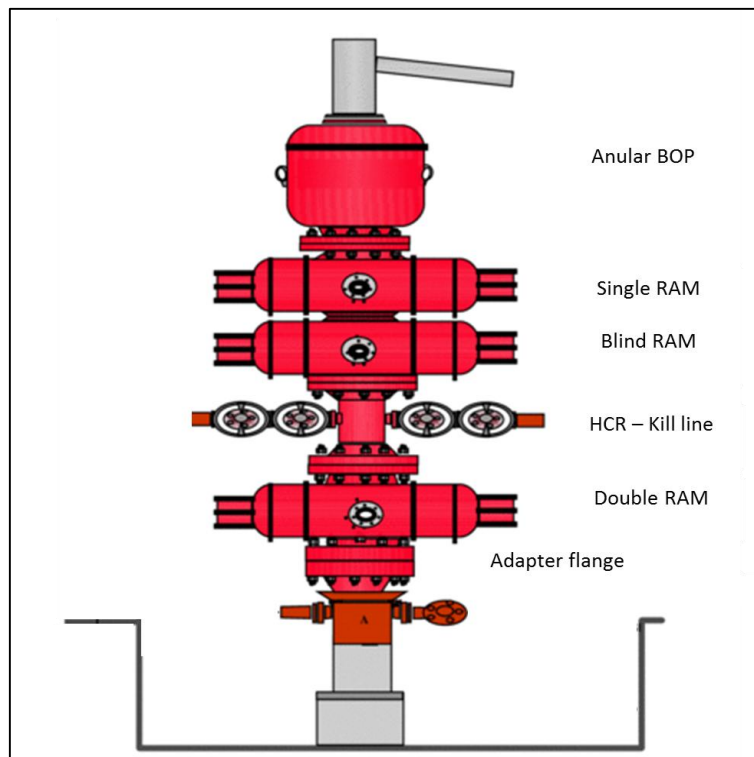
Unidad acumuladora de presión. Es una unidad compuesta por varios recipientes en forma de botella o esféricos, allí es donde se guarda el fluido hidráulico bajo presión. Posee líneas de alta presión que lleva el fluido hidráulico a los preventores y cuando las válvulas se activan, el fluido causa que los preventores actúen. Debido a que las preventoras se deben sellar rápidamente, el fluido hidráulico se tiene que poner bajo 1500 a 3000 psi de presión, utilizando el gas nitrógeno contenido en los recipientes. La capacidad volumétrica del equipo debe ser tal que permita suministrar fluido para cerrar un preventor de arietes, un preventor anular, más el

⁴ HINESTROZA, Solis; GALINDO, Juan. Op. cit, p. 51.

volumen requerido para abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación (con las bombas paradas).

Preventoras. Es un conjunto de válvulas que recibe el nombre de BOP (Blow Out Preventers) que tienen como función principal cerrar la cabeza del pozo para evitar que el fluido se escape hacia la superficie y exista el riesgo de una explosión y permitir la salida fluidos del pozo bajo condiciones controladas seguramente. El tamaño y distribución de la BOP está determinado por los riesgos previstos, la protección requerida, además del tamaño y tipo de tuberías y revestimientos a emplear. Comúnmente un conjunto de preventoras tienen grados de 5000, 10000 o 20000 psi. Se compone de preventores anulares, de ariete y esféricos, en la figura 3 se observa el montaje de una BOP en el pozo.

Figura 3. Montaje de una preventora.



Fuente: DocSlide. Arreglo de BOP [en línea]. Noviembre 2014. Disponible en: <https://docslide.com.br/documents/arreglo-bops.html>

Separador de lodo y gas. Es una herramienta fundamental que permite controlar una arremetida de gas; restaura el lodo que sale del pozo mientras ocurre un cabeceo y así que se puede separar el gas y quemarlo a una distancia segura de la instalación.

Consola de manejo, línea de matado y choque. En la instalación de un pozo normalmente se cuenta con más de un panel, el de control principal se localiza sobre la mesa de trabajo del taladro, mientras que el auxiliar se guarda en un lugar más seguro y se usa en caso que el principal falle o no se tenga el tiempo suficiente de llegar a él. Es operado por aire y normalmente dispone de indicadores de aguja que muestran las otras presiones dentro del sistema como las del acumulador, la del suministro de aire y la del preventor anular, también cuenta con válvulas de control para abrir o cerrar las preventoras y válvulas adicionales que permiten controlar la línea de choke y de matar el pozo y una válvula de control para ajustar la presión anular.

La línea para matar el pozo o kill line es una tubería de alta presión que se utiliza al detectarse un influjo para bombear lodo a presión hasta el conjunto de preventoras para reestablecer el equilibrio de presiones en el pozo. La línea de choque permite la regulación de los caudales de fluidos provenientes del pozo y mantener la presión en fondo.

2. ESCENARIO PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLÍFERO

Para la perforación de un pozo petrolífero se debe hacer un estudio geológico en la zona donde se va a ejecutar el proyecto y a partir de allí generar un ambiente de subsuelo, es decir, tener idea de las estructuras y formaciones que se van a encontrar. Posteriormente, se debe establecer un escenario de superficie con las mejores características y así realizar la perforación de manera óptima, con los mejores estándares de calidad, que garanticen el éxito del proyecto donde cada uno

de los equipos y/o herramientas sean acordes con las cargas estimas a soportar, el manejo de sólidos, la disponibilidad de material, entre otros.

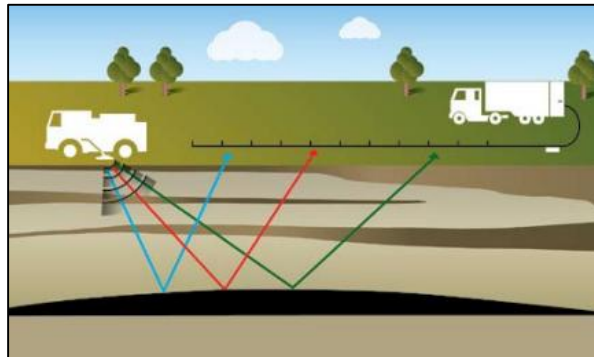
2.1 ESCENARIO DE SUBSUELO

Para determinar el escenario de subsuelo, se hizo un análisis de diferentes parámetros característicos de las cuencas sedimentarias más importantes del país y poder definir cuál es la más atractiva en el desarrollo de actividades de perforación. Una vez definida la cuenca se deben realizar actividades de exploración y explotación, términos que se usa en la industria petrolera para designar la búsqueda de petróleo y/o gas, su respectiva explotación y comercialización. En la etapa de definición del escenario de subsuelo es de vital importancia definir y desarrollar una muy buena etapa de exploración⁵ ya que al ser exitosa esta etapa, permite descubrir un yacimiento de hidrocarburos.

En la etapa de exploración participan principalmente geólogos y geofísicos, especialistas en ciencias de la tierra, los cuales emplean métodos muy variados como: estudios geológicos de las formaciones rocosas que están aflorando en superficie ,hasta la observación indirecta, a través de diversos instrumentos y técnicas de exploración que en los últimos años han alcanzado gran desarrollo tecnológico ,especialmente debido al avance y la ayuda informática, que permite almacenar y manejar millones de datos con rapidez y eficacia, algunos ejemplos de estas técnicas son: las imágenes satelitales, la detección por radar de manaderos de hidrocarburos en el mar, las herramientas de perfilaje de última generación y la sísmica.

⁵ INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS. El abecé del Petróleo y del Gas en el mundo y en la Argentina. Buenos Aires: Capítulo 6. 2009.

Figura 4. Sísmica de reflexión.



Fuente: INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS. El abecé del Petróleo y del Gas en el mundo y en la Argentina. Buenos Aires: Capítulo 6. 2009.

El éxito de las actividades de exploración permite el descubrimiento comercial de pozos petrolíferos, que permiten conocer las cuencas sedimentarias y hacer que sean atractivas para el desarrollo de actividades de perforación de pozos y para la ejecución de proyectos petroleros.

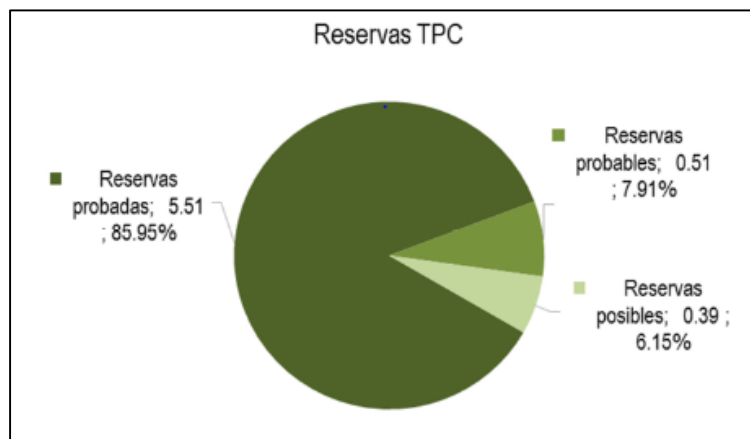
2.1.1. Cuencas sedimentarias de Colombia.⁶ Desde el paleozoico al cenozoico tardío, las cuencas sedimentarias de Colombia han sufrido cambios en la dirección y forma, debido a los diferentes eventos de rifting y las colisiones oblicuas seguidos de deformación tectónica de transpresión y transtensión. Como consecuencia, la evolución tectónica de la mayoría de las cuencas colombianas, si no todas, debe ser considerada como poli-historia. Desde una perspectiva estructural y estratigráfica, el conocimiento varía mucho de una cuenca a otra. En la esquina noroeste de América del Sur, donde se encuentra Colombia, ha experimentado diferentes eventos geológicos que controlaban las estructuras de distribución, génesis, relleno y delimitación de las cuencas sedimentarias.

⁶ BARRERO, Dario, et al. Colombian sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007.

2.1.2. Características o parámetros para seleccionar la cuenca. Para determinar la cuenca que presenta mejores características y desarrollar el escenario de subsuelo, se analizaron diferentes aspectos tales como Reservas de gas natural, Área y área de producción, Aceite original en sitio, Potencial de recursos Hidrocarburíferos, Resultado de pozos exploratorios, contratos de exploración y perforación y producción de gas y petróleo, parámetros que permiten establecer que cuenca sedimentaria colombiana es el mejor escenario para desarrollar actividades exploración y perforación.

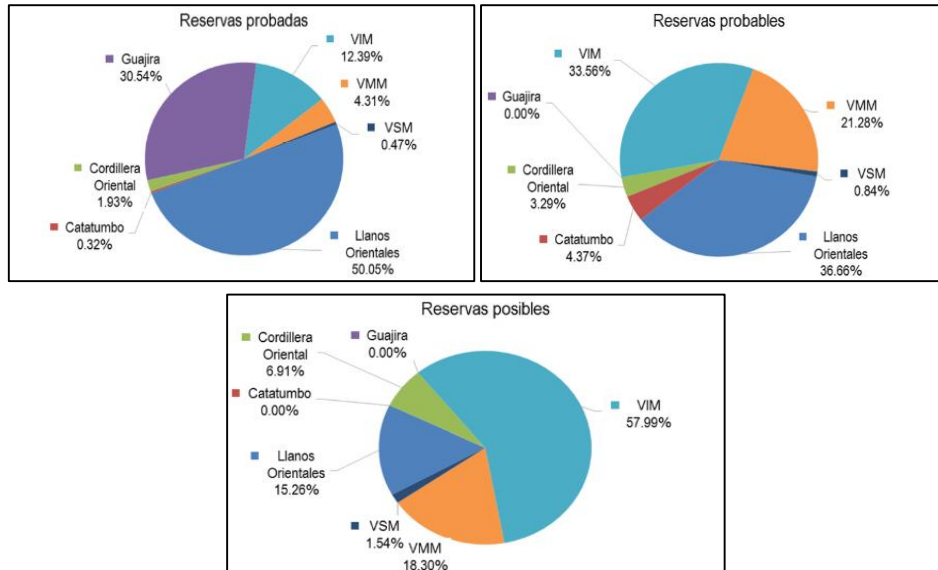
2.1.2.1. Reservas Colombianas de gas natural. Según el Balance de gas natural en Colombia 2015-2023 publicado por la unidad de planeación minero-energética, el país contabilizó un volumen total de reservas de gas natural de 6,41 TPC de las que el 85,95% correspondió a reservas probadas equivalentes a 5,51 TPC, el 7,91% a las reservas probables con un 0,51 TPC y el 6,15% posibles con 0,38 TPC (figura 6). En la figura 7, se presentan las gráficas con la distribución por cuencas de las distintas categorías de reservas.

Figura 6. Reservas colombianas de gas natural.



Fuente. Ministerio de minas y energía 2014. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA. Balance de gas natural en Colombia 2015-2023.

Figura 7. Reservas probadas, probables y posibles de gas natural por cuenca.



Fuente. Ministerio de minas y energía 2014. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA. Balance de gas natural en Colombia 2015-2023.

Según esto se puede establecer que de mayor a menor cantidad de reservas las cuencas sedimentarias se pueden organizar de la siguiente manera:

Tabla 2. Cuencas de mayor a menor cantidad de reservas.

| RESERVAS PROBADAS | RESERVAS PROBABLES | RESERVAS POSIBLES |
|---------------------|---------------------|---------------------|
| Llanos Orientales | Llanos Orientales | VIM |
| Guajira | VIM | VMM |
| VIM | VMM | Llanos Orientales |
| VMM | Catatumbo | Cordillera Oriental |
| Cordillera Oriental | Cordillera Oriental | VSM |
| VSM | VSM | Guajira |
| Catatumbo | Guajira | Catatumbo |

Fuente. Ministerio de minas y energía 2014. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA. Balance de gas natural en Colombia 2015-2023.

Además, se determina que con el 46,85% la cuenca de los llanos orientales tiene la mayor cantidad de reservas totales seguida de la cuenca de la guajira con un 26,24%, VIM con un 16,87 %, VMM con un 6,51%, cordillera oriental con el 2,34% y finalizando con las cuencas del Catatumbo y VSM con el 0,062% y el 0,56% respetivamente.

Tabla 3. Distribución por cuencas de las distintas categorías de reservas.

| CUENCA | PROBADAS | PROBABLES | POSIBLES |
|---------------------|----------|-----------|----------|
| | 0,8595 | 0,0791 | 0,0615 |
| Llanos Orientales | 0,5005 | 0,3666 | 0,1526 |
| Guajira | 0,3054 | 0 | 0 |
| VIM | 0,1239 | 0,3356 | 0,5799 |
| VMM | 0,0431 | 0,2128 | 0,183 |
| Cordillera Oriental | 0,0193 | 0,0329 | 0,0691 |
| VSM | 0,0047 | 0,0084 | 0,0154 |
| Catatumbo | 0,0032 | 0,0437 | 0 |

Fuente. Ministerio de minas y energía 2014. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA. Balance de gas natural en Colombia 2015-2023.

Tabla 4. Distribución por cuencas de las reservas totales de gas natural.

| CUENCA | PORCENTAJE DE RESERVAS TOTALES DE GAS NATURAL |
|---------------------|---|
| Llanos Orientales | 46,856271 |
| Guajira | 26,24913 |
| VIM | 16,870186 |
| VMM | 6,513143 |
| Cordillera Oriental | 2,344039 |
| Catatumbo | 0,620707 |
| VSM | 0,565119 |

Fuente. Ministerio de minas y energía 2014. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA. Balance de gas natural en Colombia 2015-2023.

2.1.2.2. Área de las cuencas sedimentarias. En el 2011 el profesor Carlos A. Vargas del departamento de geociencias de la universidad nacional de Colombia sede Bogotá, presento a la Agencia Nacional de Hidrocarburos el trabajo denominado Potencial de hidrocarburos en Colombia, en el cual presenta varias características de las mejores cuencas sedimentarias del país, en dichas características se encuentra el área y el área de producción.

Tabla 5. Área y área de producción de las principales cuencas sedimentarias.

| CUENCA | ÁREA CUENCA (Ha) | ÁREA PRODUCCIÓN (Ha) |
|-------------------|------------------|----------------------|
| Llanos Orientales | 22560327,16 | 102248,96 |
| VMM | 3294941,89 | 46695,06 |
| Caguán-Putumayo | 11030406,7 | 29834,23 |
| Catatumbo | 771501,27 | 18359,82 |
| VSM | 2151283,63 | 15539,52 |

Fuente. VARGAS, Carlos. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia. - sede Bogotá Agencia Nacional de Hidrocarburos, diciembre 2011.g

2.1.2.3. Aceite original en sitio. El profesor Carlos A. Vargas⁷ del departamento de geociencias de la Universidad Nacional de Colombia sede Bogotá, presento en el 2011 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos el trabajo denominado Potencial de hidrocarburos en Colombia en el cual calcula el aceite original de en sitio de las cuencas sedimentarias con mejores características del país, siendo Catatumbo la de mayor OOIP.

⁷ VARGAS, Carlos. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia. - sede Bogotá. Agencia Nacional de Hidrocarburos, diciembre 2011.

Tabla 6. Aceite original en sitio de las mejores cuencas sedimentarias.

| CUENCA | OOIP (MMbbl) |
|-------------------|---------------------|
| Catatumbo | 4325,7 |
| VMM | 2952,03 |
| Llanos Orientales | 1723,89 |
| Caguán-Putumayo | 514,44 |
| VSM | 472,72 |

Fuente. VARGAS, Carlos. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia. - sede Bogotá. Agencia Nacional de Hidrocarburos, diciembre 2011.

2.1.2.4. Potencial de recursos hidrocarburíferos.⁸ En 2009 FONADE, la Universidad Industrial de Santander y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, desarrollaron un estudio denominado Evaluación del potencial Hidrocarburífero de las cuencas colombianas, el cual consistió en hacer una revisión de la información básica de la geología, geofísica y geoquímica, con el fin de revisar los sistemas petrolíferos conocidos y calcular los recursos de hidrocarburos presentes en las cuencas colombianas. A continuación, se muestran los resultados de los cálculos con los ajustes al considerar el riesgo geológico. Donde se proponen tres escenarios, basados en la extensión de las cocinas siendo el escenario favorable el 90 %, el escenario promedio el 50 % del tamaño original y el escenario adverso el 10 % del tamaño original. En los tres escenarios analizados la cuenca de los llanos orientales presenta el mayor potencial de hidrocarburos, seguida de la cuenca del VMM, VSM, VIM, Cesar-Ranchería y finalizando con la cordillera oriental quien tiene menos de 1BBP en los tres casos de estudio. Por tal razón las cuencas que tienen mayor potencial Hidrocarburífero en el país son: Llanos orientales, VMM, VSM, VIM y Cesar-Ranchería.

⁸ GARCIA, M; MIER, R; CRUZ, L. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones UIS. 2009.

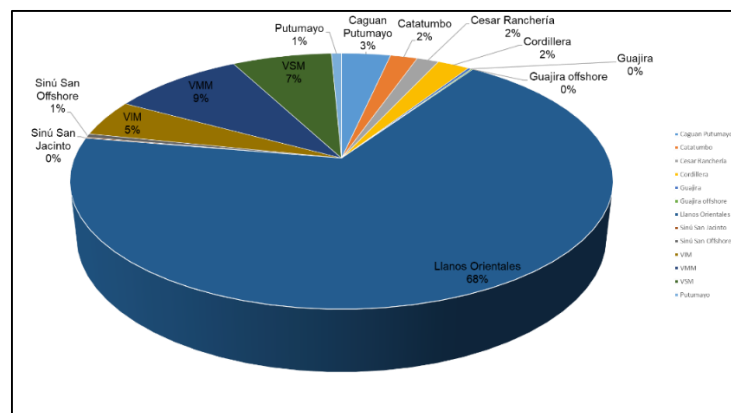
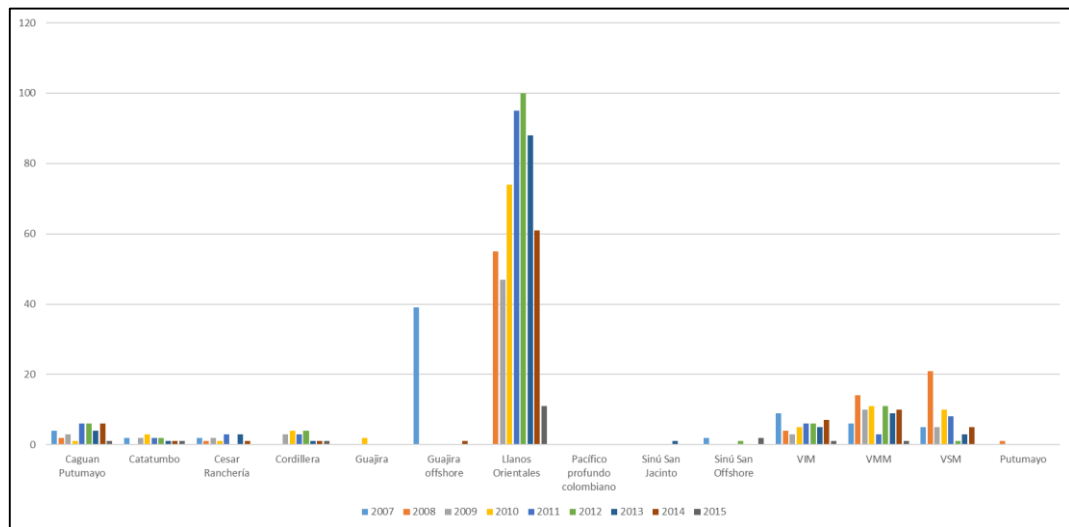
Tabla 7. Potencial de recursos Hidrocarburíferos de Colombia en BBP.

| CUENCA | POTENCIAL RECURSOS AREA 90% (BBP) | %Escenario Favorable | POTENCIAL RECURSOS AREA 50% (BBP) | %Escenario Promedio | POTENCIAL RECURSOS AREA 10% (BBP) | % Escenario Adverso |
|------------------------------|--|-----------------------------|--|----------------------------|--|----------------------------|
| Llanos Orientales | 81,05 | 44,95 | 45,03 | 45,17 | 9,01 | 45,21 |
| VMM | 27,68 | 15,35 | 15,38 | 15,43 | 3,08 | 15,45 |
| VSM | 22,2 | 12,31 | 12,33 | 12,37 | 2,47 | 12,39 |
| VIM | 11,88 | 6,59 | 6,6 | 6,62 | 1,32 | 6,62 |
| Cesar-Ranchería | 8,05 | 4,46 | 4,47 | 4,48 | 0,9 | 4,52 |
| Sinú-San Jacinto | 8,85 | 4,91 | 4,42 | 4,43 | 0,88 | 4,42 |
| Choco | 4,62 | 2,56 | 2,56 | 2,57 | 0,51 | 2,56 |
| Tumaco | 3,4 | 1,89 | 1,89 | 1,9 | 0,38 | 1,91 |
| Catatumbo | 2,79 | 1,55 | 1,55 | 1,55 | 0,31 | 1,56 |
| Vaupés-Amazonas | 3,05 | 1,69 | 1,7 | 1,71 | 0,23 | 1,15 |
| Cauca-Patía | 2,08 | 1,15 | 1,16 | 1,16 | 0,23 | 1,15 |
| Caguán Putumayo | 2,06 | 1,14 | 1,14 | 1,14 | 0,23 | 1,15 |
| Urabá | 1,34 | 0,74 | 0,75 | 0,75 | 0,15 | 0,75 |
| Guajira | 0,94 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,1 | 0,5 |
| Cordillera Oriental | 0,32 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,04 | 0,2 |
| TOTAL POTENCIAL (BBP) | 180,31 | | 99,68 | | 19,93 | |

Fuente GARCIA, M; MIER, R; CRUZ, L. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones UIS. Abril, 2009.

2.1.2.5. Resultado de pozos exploratorios entre 2007-2015. Según En el Informe Estadístico Petrolero (IEP) y de Taladros de 2015, de la Asociación Colombiana del Petróleo se puede establecer que el 68% de los pozos exploratorios perforados en el periodo de 2007-2015 corresponde a los perforados en la cuenca de los llanos orientales, seguidos con un 9% en el valle medio de la magdalena.

Figura 8. Pozos exploratorios 2007-2015.



Fuente: CAMPETROL. Informe final de taladros Colombia. Asociación Colombiana del Petróleo. Abril 2015

2.1.2.6. Contratos de Exploración y perforación. En el informe estadístico petrolero de 2015 la asociación colombiana del petróleo, desde el año 2004 al año 2013 la Agencia Nacional de Hidrocarburos con diferentes compañías operadores firmó 351 contratos de exploración y perforación, para desarrollar diferentes proyectos en las cuencas sedimentarias del país. En la tabla 8 se muestra el número de contratos firmados en las principales cuencas sedimentarias de Colombia.

Tabla 8. Contratos de exploración y perforación firmados.

| CONTRATOS E&P - Informe estadístico petrolero | |
|--|------------------|
| Cuenca | 2004-2013 |
| Caguán Putumayo | 34 |
| Colombia | 1 |
| Catatumbo | 5 |
| Caribe | 9 |
| Cesar Ranchería | 2 |
| Cordillera | 15 |
| Guajira | 4 |
| Guajira offshore | 1 |
| Llanos Orientales | 159 |
| Pacífico profundo colombiano | 2 |
| Sinú San Jacinto | 2 |
| Sinú San Offshore | 8 |
| Valle Inferior del Magdalena | 18 |
| Valle Medio del Magdalena | 46 |
| Valle Superior del Magdalena | 22 |
| Urabá | 1 |
| Tumaco | 1 |
| Putumayo | 13 |
| Cuenca sin definir | 8 |
| TOTAL CONTRATOS | 351 |

Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Tomada IEP-ACP

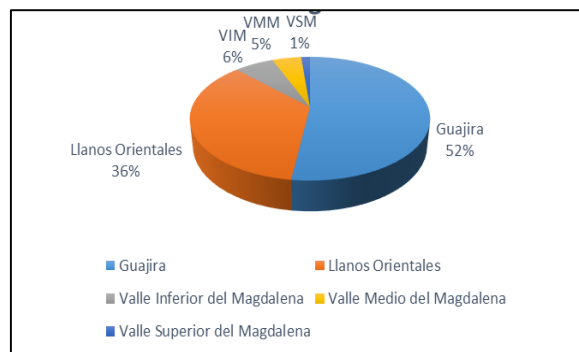
2.1.2.7. Producción de gas. En el informe estadístico petrolero de la Asociación Colombiana del Petróleo. En la sección de Upstream se muestra la producción de gas por cuenca de los últimos siete años, de donde se puede establecer que la cuenca que más le aportaron a la producción de gas en el país fueron Guajira con un 52% seguida por Llanos orientales con un 36% y en menor escala VIM, VIM y VSM.

Tabla 9. Producción de Gas 2009-2015.

| Producción de gas por Cuenca (MPCDC) | |
|--------------------------------------|------------|
| 2009-2015 | |
| Guajira | 4110,62401 |
| Llanos Orientales | 2802,62477 |
| Valle Inferior del Magdalena | 500,409783 |
| Valle Medio del Magdalena | 367,772682 |
| Valle Superior del Magdalena | 112,003442 |

Fuente: CAMPETROL. Informe final de taladros Colombia. Asociación Colombiana del Petróleo. Abril 2015

Figura 9. Producción de Gas 2009-2015.



Fuente: CAMPETROL. Informe final de taladros Colombia. Asociación Colombiana del Petróleo. Abril 2015

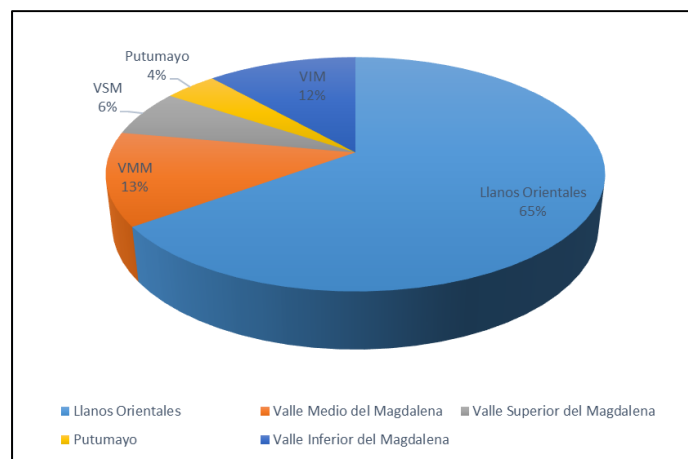
2.1.2.8. Producción de petróleo. En el informe estadístico petrolero, la asociación Colombia del petróleo presenta las gráficas de producción de crudo por cuenca donde la cuenca de los llanos Orientales es la cuenca que aporta mayor crudo al país con un 65% de la producción total.

Tabla 10. Producción de Crudo 2009-2015.

| Producción de Crudo por Cuenca (BBL) | |
|---|-------------|
| 2009-2015 | |
| Llanos Orientales | 4599818,22 |
| Valle Medio del Magdalena | 908772,9079 |
| Valle Inferior del Magdalena | 819142,7843 |
| Valle Superior del Magdalena | 455291,6977 |
| Putumayo | 290693,4809 |

Fuente: CAMPETROL. Informe final de taladros Colombia. Asociación Colombiana del Petróleo. Abril 2015

Figura 10. Producción de Crudo 2009-2015.

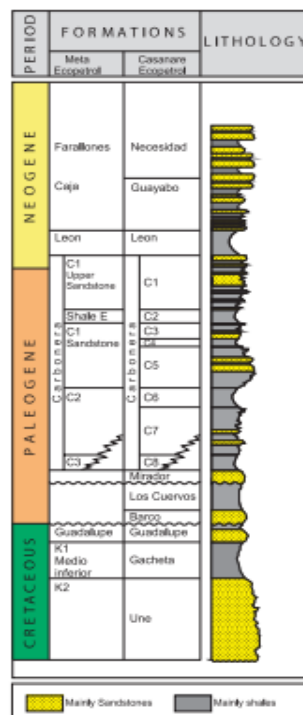


Fuente: CAMPETROL. Informe final de taladros Colombia. Asociación Colombiana del Petróleo. Abril 2015

2.1.3. Selección de la cuenca sedimentaria. Una vez recolectada la información, se seleccionan las 5 mejores cuencas de cada parámetro analizado y de esta manera lograr establecer cuál es la cuenca sedimentaria, presenta las mejores características para desarrollar actividades de perforación de pozos y es atractiva para el desarrollo de proyectos petroleros.

Según los parámetros analizados, la cuenca de los llanos orientales es la que presenta mejores características. Por lo tanto, el escenario de subsuelo es desarrollado en base a la litología y las características que presenta esta cuenca sedimentaria.

Figura 11. Columna Litológica de la cuenca de los llanos orientales.



Fuente. BARRERO, Dario, et al. Colombian sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2007.

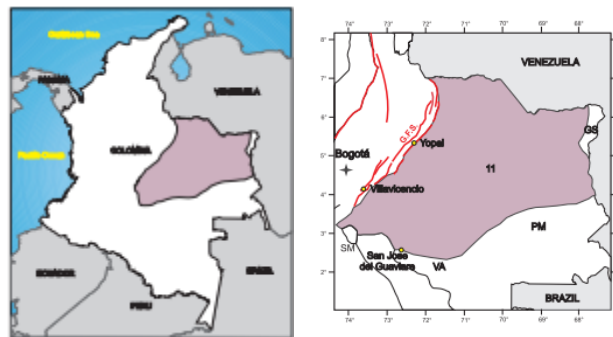
En la siguiente tabla se muestra el resumen de los parámetros estudiados y se presentan las mejores cinco cuencas sedimentarias en cada caso.

Tabla 11. Mejores cuencas sedimentarias de Colombia.

| MEJORES CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA | | | | | | | | |
|---|------------------------|----------------------------|-------------------|--------------------------------------|---|---|------------------------------|--------------------------------|
| RESERVAS TOTALES DE GAS NATURAL. | ÁREA CUENCA | ÁREA PRODUCCIÓN | OOIP | POTENCIAL RECURSOS HC | POZOS EXPLORATORIOS 2007-2015. | CONTRATOS E&P FIRMADOS 2004-2013 | PRODUCCIÓN DE GAS | PRODUCCIÓN DE CRUDO |
| | | | | | | | 2009-2015 | 2009-2015 |
| Llanos Orientales | Llanos Orientales | Llanos Orientales | Catatumbo | Llanos Orientales | Llanos Orientales | Llanos Orientales | Guajira | Llanos Orientales |
| Guajira | VMM | VMM | VMM | VMM | VMM | VMM | Llanos Orientales | VMM |
| VIM | Caguán-Putumayo | Caguán-Putumayo | Llanos Orientales | VSM | VSM | Caguán Putumayo | VIM | VIM |
| VMM | Catatumbo | Catatumbo | Caguán-Putumayo | VIM | VIM | VSM | VMM | VSM |
| Cordillera Oriental | VSM | VSM | VSM | Cesar-Ranchería | Caguán Putumayo | VIM | VSM | Putumayo |

2.1.4. Cuenca de los llanos orientales.⁹ La cuenca de los llanos orientales la cuenca de hidrocarburos más prolífica en Colombia continental. Al norte limita con la frontera entre Colombia y Venezuela, al sur la cuenca se extiende hasta la serranía de la Macarena (SM), el arco del Vaupés (VA) y las rocas metamórficas del precámbrico (PM) que afloran al sur del río Guaviare; por oriente limita por los afloramientos de rocas plutónicas del escudo de la Guyana (GS) y al oeste limita con la cordillera oriental, como se muestra en la figura 12.

Figura 12. Localización y límites de la cuenca de los llanos orientales.



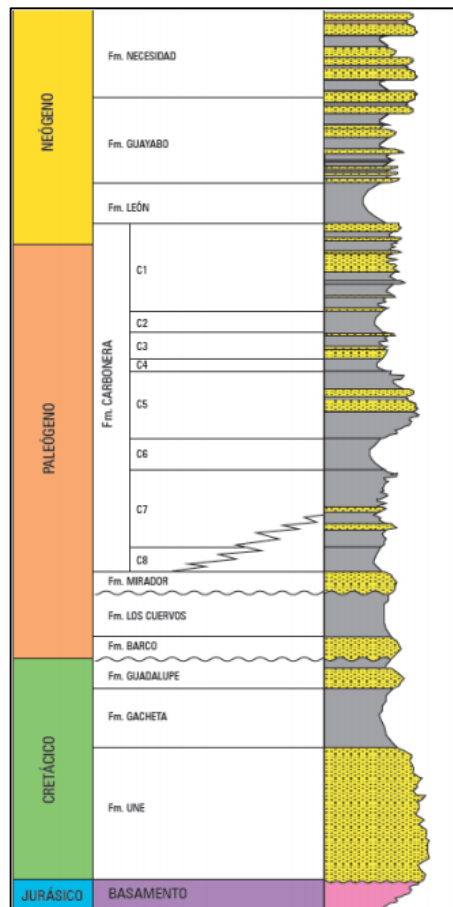
Fuente. BARRERO, Dario, et al. Colombian sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007.

2.1.4.1. Columna litológica generalizada de la cuenca. La evolución de la cuenca se inició en el Paleozoico con una fase de Rifting, donde sedimentos siliciclasticos fueron depositados encima de el basamento, Del triásico al cretácico superior la cuenca fue el hombro este de un sistema de Rift importante. Desde el Maastrichtiano- Paleoceno, la cuenca se convirtió en un foreland. A partir del mioceno hasta los últimos tiempos, la cuenca ha sido almacén de abundantes depósitos sedimentarios. Los reservorios principales son unidades siliciclasticas del cretácico y el paleógeno tardío. Las secciones estratigráficas de la cuenca presentan adelgazamiento hacia el escudo de la Guyana.

⁹ BARRERO, Dario Op, cit.

La columna litológica generalizada que se ajusta a la cuenca de los llanos orientales se muestra en la siguiente figura, en donde se establece que en los primeros pies se presentan diferentes formaciones a la misma profundidad, en secciones diferentes de la cuenca, es el caso de las formaciones farallones, necesidad, caja y guayabo, a partir de estas formación se puede establecer una secuencia aproximada continuando con la formación León, formación Carbonera, formación Mirador, formación los Cuervos, formación Barco, formación Guadalupe, formación Gacheta y finalizando con la formación Une antes de llegar al basamento.

Figura 13. Columna Litológica de la cuenca de los llanos orientales.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca llanos orientales, Integración geológica de la digitación y análisis de núcleos. Diciembre 2012

2.1.4.2. Principales formaciones presentes en la cuenca¹⁰. Según la columna litológica generalizada se puede establecer que las formaciones más importantes presentes en la cuenca de los llanos orientales son:

Formación guayabo – Necesidad – Farallones - Caja. Representan la última sedimentación de la cuenca en su mayoría están constituidas por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados, ocasionalmente, hacia el tope presentan niveles carbonosos.

Formación León. Representa la última invasión de los mares terciarios de en la cuenca. Está compuesta por capas gruesas de lutitas grises en gran parte.

Formación carbonera. Esta espesa secuencia litológica, corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. En el área de Casanare consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón, depositada en ambientes que varían de marino transicional a continental. Esta unidad se divide en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7. El contacto superior con la Formación León es conforme y gradual en la mayor parte de la cuenca.

Unidad C8. El carácter marino del tope de la formación mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es la unidad C8 de la formación carbonera. Esta unidad, presenta un espesor variable en el borde oriental de la cuenca hasta 400 pies a lo largo del frente de la montaña.

Unidad C7. Se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental. Son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a

¹⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca llanos orientales, Integración geológica de la digitación y análisis de núcleos. 2012

veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolita de color gris a verdusco. Pueden alcanzar 250 a 280 pies de espesor en la parte central de la cuenca.

Unidad C6. Hacia el Este se reduce rápidamente, hasta tener un promedio de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.

Unidad C5. Está compuesta por alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Su espesor total varía desde 50 hasta 300 pies.

Unidad C4. No siempre son evidentes las características litológicas de esta unidad, especialmente en el sector suroeste de la cuenca. Está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas. El espesor máximo reportado es superior a 700 pies en el Piedemonte Llanero, Generalizando, la Unidad C4 presenta un espesor comprendido entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca.

Unidad C3. Esta unidad se encuentra poco desarrollada en la parte centro norte de la cuenca, donde presenta un espesor promedio de 150 pies y se desarrolla rápidamente hacia el suroeste alcanzando más de 700 pies en el frente de montaña, cerca de Medina 1. Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca.

Unidad C2. Después de la Formación León, es el sello mejor desarrollado, y el de mayor extensión hacia el Este. Está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental, donde alcanza más de 900 pies (pozo Medina 1). En sus límites norte y noreste de la cuenca, el porcentaje de arena aumenta, relacionado probablemente con ambiente deltaico en este sector.

Unidad C1. Es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Su espesor aumenta de manera regular hacia el Occidente, y alcanza más de 2.000 pies antes del piedemonte, en el sector de Guacavía 1 y Cumaral 1.

Formación Mirador. Hasta el presente, las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente grano decreciente de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia. Esta formación se acuña hacia el sureste y este de la cuenca y su límite litológico, a veces es difícil de precisar, debido a que sin información bioestratigráfica se puede confundir con areniscas de la base de la Formación Carbonera. El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 pies en el pozo Floreña 1.

Formación Barco y Cuervos. Estas formaciones están ausentes en el sur y el Norte, y están presentes únicamente en el borde occidental de la cuenca. En el sector de Casanare, los depósitos continentales de las formaciones Barco y Los Cuervos son areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base, para la primera de ellas; suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón y delgadas intercalaciones de areniscas en la Formación los Cuervos. En el área de Arauca la Formación Barco consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas. La secuencia sedimentaria de la Formación los Cuervos corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio. Los espesores de estas formaciones aumentan regular y rápidamente hacia el Occidente y superan los 1.000 pies en los

primeros corrimientos de la cordillera. El máximo espesor se registra en el pozo Medina 1, donde tiene 1.710 pies.

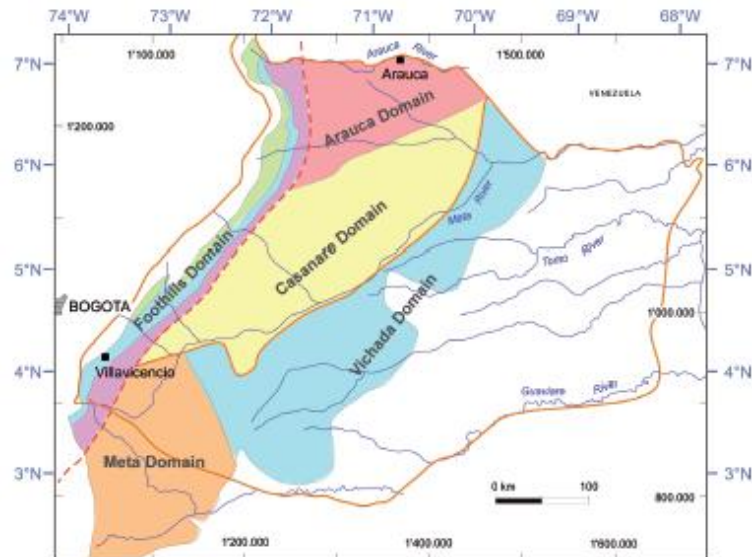
Formación Guadalupe. Consiste en una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. Los datos palinológicos de algunos pozos indican una edad Campaniano. El espesor máximo observado en la cuenca Llanos Orientales se encuentra en el pozo La Coral 1 (600 pies), en el sector de Arauca, y al sur en el área de Vanguardia 1, Cumaral 1 y Medina 1, con más de 600 pies. En general, como las otras formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del escudo guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte. Esta formación es productora en la cuenca.

Formación Gachetá. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos. Esta formación se acuña o no está presente por erosión en el oriente y suroriente de la cuenca. El espesor aumenta hacia el noroccidente, y el valor máximo encontrado en el sector suroccidental de la cuenca, en las proximidades Chichimene 1, Vanguardia 1, Cumaral 1 y Medina 1, es superior a 600 pies. Hacia el noreste el espesor máximo se encuentra en el pozo Chigüiro 1. Esta formación es productora en varios campos de la cuenca.

Formación Une. Litológicamente consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. Su espesor aumenta, en general, hacia el Noroeste. Presenta valor de cero en el límite de erosión o no deposición en el oriente y sureste; de 50 a 350 pies, en promedio, en área del Meta; 300 a 600 pies en Arauca; y llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero, con un valor máximo en los pozos Santa María 1, Casanare 1 y Tame 1, cerca del frente de montaña. Es productora de aceite en el sector de los campos

Apiay – Suria. Según Beicip (1995)¹¹ diferencian cinco provincias estructurales en la cuenca Llanos Orientales:

Figura 14. Provincias estructurales en la cuenca Llanos Orientales.



Fuente. SARMIENTO, Luis. Petroleum geology of Colombia Llanos Basin Vol. 9. Universidad EAFIT. Diciembre 2011.

Provincia de Arauca. Corresponde a la parte norte de la cuenca de antepaís, Llanos Orientales. Se caracteriza por fallas transcurrentes de dirección ENE-WSW. La sección paleozoica es espesa en toda esta provincia. Consta de dos elementos estructurales mayores: el arco de Arauca y el graben de Arauca.

Provincia de Casanare. Ubicada en la parte central de la cuenca, corresponde a una extensa zona de plataforma con predominio de fallas normales antitéticas de dirección N – S y ENE – WSW. El Paleozoico representa generalmente, una sección

¹¹ BEICIP; FRANLAB. Estudio Geológico Regional, Cuenca Llanos Orientales. ECOPETROL. 1995

delgada que se engrosa hacia el Oeste. La provincia corresponde a un gran monoclinal.

Provincia Oriental o del Vichada. Abarca el sector este de la cuenca y se caracteriza por la baja deformación estructural. El basamento cristalino es muy somero (Escudo de Guyana) está cubierto por una delgada secuencia de rocas clásticas terciarias a recientes. El área corresponde a un monoclinal buzando hacia el oeste. Existen también paleoaltos del Paleozoico o del basamento cristalino. Las fallas son semejantes a las de la provincia de Casanare, sin embargo, éstas son generalmente más suaves y más escasas.

Provincia del Meta. Se localiza en el sector sur y sureste de la cuenca. Consta de los paleoaltos de Vorágine, Candilejas y La Macarena, de este a oeste, respectivamente. Una gruesa sección paleozoica está presente. El occidente de la provincia se caracteriza por una secuencia del Cámbrico – Ordovícico, tectonizada, la cual corresponde a un cinturón plegado (Orogenia Caledoniana) de dirección N - S. El frente de deformación descansa sobre el flanco NW del paleoalto de Vorágine. Este cinturón orogénico paleozoico está afectado por fallas normales del Jurásico/ Cretáceo tardío. En el oriente de la provincia predominan las fallas de orientación N - S, ya sean fallas normales o inversas. En el occidente, las estructuras se caracterizan por fallas inversas de dirección NE - SSW y pliegues asociados; fallas normales de dirección semejante y fallas de rumbo dextrales de dirección NE - SW; son posibles pliegues de arrastre. El área al oriente, presenta fallas de rumbo de dirección N - S con pliegues de arrastre e inversiones estructurales.

Provincia del Piedemonte Llanero. La Cordillera Oriental resultó de la inversión estructural de una cuenca del Triásico - Jurásico y Cretáceo temprano. El límite entre la Cordillera Oriental y el piedemonte es el sistema de fallas de Guaicáramo. El piedemonte tiene alrededor de 15 – 20 km de ancho, y está separado del antepaís, al norte y sur del área, por el sistema de fallas inversas de Cusiana – Yopal.

2.1.4.3. Profundidades de tope y base de las formaciones.¹² A partir del informe integración geológica realizado para la cuenca Llanos Orientales de la digitalización y análisis de núcleos, llevados a cabo por INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc., para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), como método de preservación y medición no destructiva de corazones de pozos de cuencas colombianas, almacenados en la Litoteca Nacional Bernardo Taborda, localizada en Piedecuesta, Santander. En donde la integración geológica fue realizada por Halliburton, a través de un contrato de consultoría firmado con INGRAIN. En este informe se incluyen datos obtenidos de corazones escaneados de 54 de pozos de la cuenca Llanos Orientales.

Con base en los registros de pozo analizados en el informe y tomando la información de los espesores promedios de cada formación, se plantea un escenario para cada una de las provincias estructurales de la cuenca en donde se establece un espesor promedio y se hace una aproximación de la secuencia litológica presente en cada sector, para la provincia estructural del piedemonte se toma como referencia la columna litológica expuesta para la perforación del pozo exploratorio Huron 3 debido a la complejidad de esta provincia por ser tectónicamente activa.

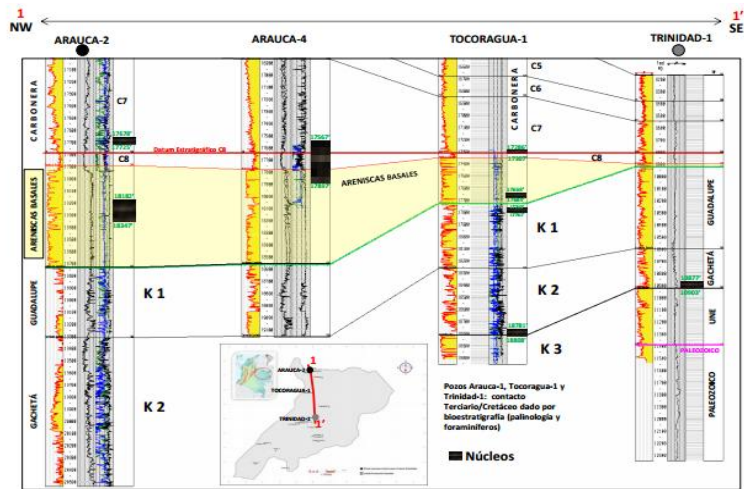
Para determinar la profundidad promedio de tope y base de cada formación presentes en las diferentes provincias estructurales de la cuenca se toma como base las profundidades de los registros presentes en el informe de integración de la agencia nacional de hidrocarburos.

Con la finalidad de ubicar las características de los intervalos de núcleos estudiados por INGRAIN, se realizó una evaluación estratigráfica regional para definir las variaciones verticales y laterales de la columna atravesada en la cuenca Llanos Orientales. Para interpretar las relaciones estratigráficas y visualizar la continuidad y variación de los espesores en el área de estudio, se realizaron once (11) secciones

¹² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op, cit.

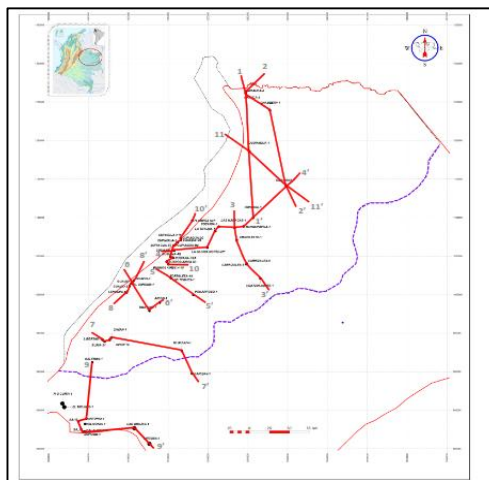
estratigráficas en diferentes direcciones que incluyen los 54 pozos revisados, abarcando en su totalidad el área analizada.

Figura 15. Ejemplo de una Sección estratigráfica local cuenca llanos orientales.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca llanos orientales, Integración geológica de la digitación y análisis de núcleos. Diciembre 2012

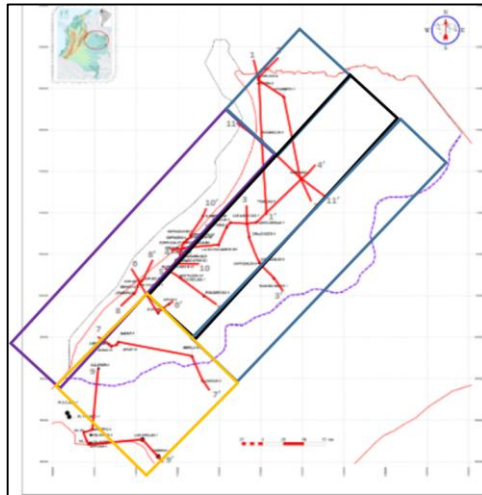
Figura 16. Secciones estratigráficas locales Cuenca llanos orientales.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca llanos orientales, Integración geológica de la digitación y análisis de núcleos. Diciembre 2012.

Para determinar qué puntos de las secciones estratigráficas están presentes en cada provincia estructural, se hace una aproximación con figuras regulares que asemejen el área de cada una como se muestra en la siguiente figura.

Figura 17. Secciones estratigráficas locales Cuenca llanos orientales.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca llanos orientales, Integración geológica de la digitación y análisis de núcleos. Diciembre 2012.

De esta manera se puede establecer que puntos de las 11 secciones estratigráficas locales están en cada provincia estructural de Arauca, Meta, Casanare y Piedemonte; ya que la provincia estructural de Vichada no presenta actividades exploratorias y está muy cerca del escudo de la Guyana un área que no tiene interés para el desarrollo de proyectos petroleros.

Arauca. Para la provincia estructural de Arauca se puede determinar que los puntos 1 y 2 de las secciones estratigráficas están presentes en este sector, donde estos puntos están relacionados con la información de los pozos de Arauca 2, Arauca 4, Rio Ele 1 y Chanbery 1. Al tomar las profundidades de tope y base de cada una de las formaciones atravesadas y algunos espesores promedios (Anexo A).

Casanare. En la provincia estructural de Casanare se puede establecer que los puntos 3,4',6 y 10 de las secciones estratigráficas están presentes en este sector, donde estos puntos están relacionados con la información de los pozos de las Maracas 1, Cravo este 1, trinidad 1, Camungo 1, Guavio 1 y Buenos Aires H15, de esta manera se toman las profundidades de tope y base de cada una de las formaciones atravesadas y algunos espesores promedios se determinó una aproximación de profundidades (Anexo B).

Meta. En la provincia estructural del Meta, se puede establecer que los puntos 7' y la sección estratigráfica 9-9' cubren esta parte de la cuenca, donde están relacionados con la información de los pozos Garibay 1, Galerón 1, SA 15, las Brijas 1 y Lindosa 1 de los cuales se toman las profundidades de tope y base de cada una de las formaciones atravesadas y algunos espesores promedios y así se determinó profundidades promedio (Anexo C).

Piedemonte. Para la provincia estructural del Piedemonte se puede establecer que los puntos 4, 6, 7, 8, 8', 10' y 11 los cuales cubren esta parte de la cuenca, donde están relacionados con la información de los pozos Cusiana U5, la Gloria N2, Guavio 1, Libertad 1, Lengupa 1, Guiavio 2, Guavio 3, Tocaragua 1 y Floreña N2F, de los cuales se toman las profundidades de tope y base de cada una de las formaciones atravesadas y algunos espesores promedios.

Debido a la complejidad tectónica de esta provincia estructural se plantea un escenario basado en la columna litológica del pozo Huron 3¹³ perforado en esta parte de la cuenca. En el anexo D, se muestra las profundidades de tope y base de cada una de las formaciones atravesadas. Donde se evidencia la presenta de Fallas en los diferentes intervalos perforados (secciones de color rojo).

¹³ VEGA, Lucía. Evaluación y desarrollo del programa de fluidos de perforación para un pozo exploratorio ubicado en la subcuenca del Piedemonte llanero en el departamento de Casanare aplicando el manual de procedimientos técnicos de Halliburton BAROID Drilling Fluids. Tesis de Grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2012.

2.1.4.4. Textura para cada una de las formaciones de la cuenca. Para determinar la textura que mejor se asemeje a las características de cada formación presente en la cuenca se recurre a imágenes de afloramientos de cada una de estas formaciones y así generar una imagen texturizada que permita mostrar las características litológicas de cada formación.

Figura 18. Formación Guayabo Medina Cundinamarca.



Fuente. DIAZ, Diego. Formación Guayabo Medina Cundinamarca. Bucaramanga, 2014. (Citado el 5 de febrero de 2017). Disponible en: <http://www.panoramio.com/photo/107687976>

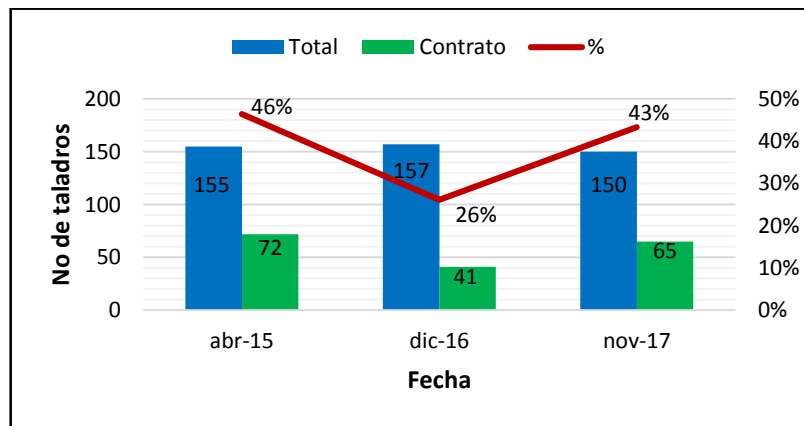
2.2 ESCENARIO DE SUPERFICIE

Para el diseño del escenario de superficie se tuvo en cuenta los taladros más usados en la cuenca Llano Orientales, el análisis se realizó en base al informe de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) y CAMPETROL de los años 2015, 2016 y 2017. El propósito es determinar las características del taladro en cuanto a capacidad del top drive y potencia del equipo más utilizados, principalmente en aquellos departamentos que se ubican en la cuenca Llanos Orientales y

posteriormente determinar cuáles son aquellas compañías de servicios que cuentan con taladros de dichas especificaciones.

En abril de 2015, de los 155 taladros de perforación que se encontraban en el país, 72 tenían contrato vigente lo cual representa el 46%. En diciembre de 2016 el porcentaje de taladros operativos / total es del 26% y la razón principal es que para la fecha se detuvo considerablemente la actividad de perforación a causa de la reducción de recursos en esta área por la caída en el precio del barril de petróleo, de hecho, de los 41 equipos contratados sólo 15 se hallaban operando¹⁴. Para noviembre de 2017, nuevamente se reactivan las actividades en el territorio Nacional y el porcentaje de equipos operativos respecto al total es del 43% como se puede observar en la figura 19.

Figura 19. Actividad de los taladros de perforación en Colombia.



Fuente: CAMPETROL. Informe final de taladros Colombia. Asociación Colombiana del Petróleo. Abril 2015. Diciembre 2016. Noviembre 2017.

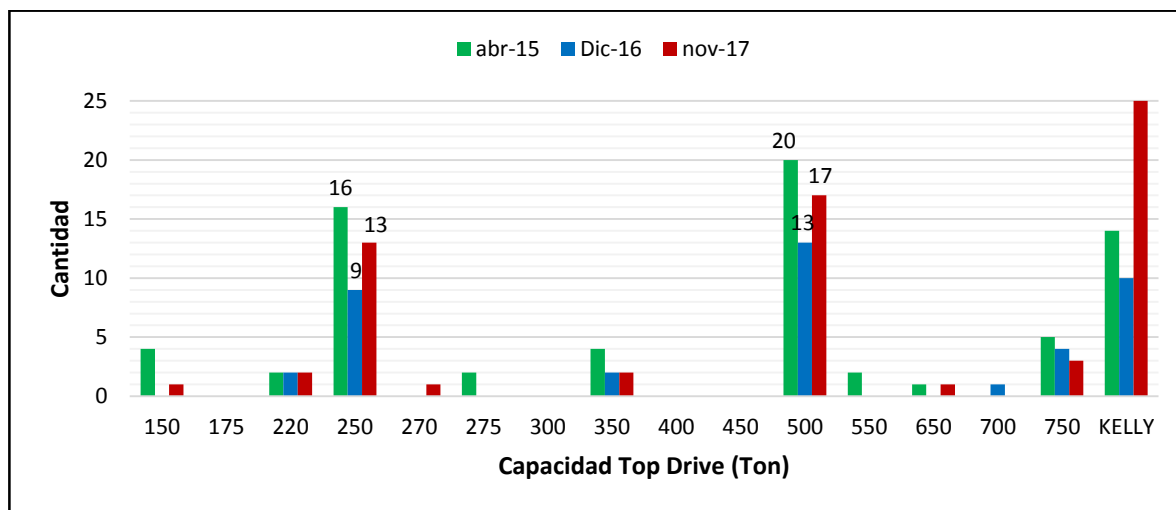
Teniendo en cuenta la cantidad de taladros con contrato en cada fecha, se realiza el análisis, iniciando por la capacidad del top drive. El 81% de los taladros en abril

¹⁴ CAMPETROL. Informe final de taladros Colombia. Asociación Colombiana del Petróleo. Diciembre 2016.

de 2015 usan este sistema de rotación en lugar de Kelly, mientras que en diciembre de 2016 y noviembre de 2017, 76% y 62% respectivamente. En la figura 20 se observa como los taladros más usados son aquellos con una capacidad de 250 y 500 toneladas en los 3 años analizados. Posteriormente, se mira la distribución de taladros en la geografía del país, tanto por Top Drive (anexo E) como por potencia del equipo (anexo F).

Como resultado de esto, se concluye que la capacidad del top drive más usadas en los departamentos de Arauca, Casanare y Meta que se ubican en el cuenca Llanos Orientales son efectivamente 250 y 500 toneladas. En cuanto a la potencia de los taladros, en estos mismos departamentos se tiene que lo más común son equipos con una potencia entre 1500 y 1700 HP e inclusive de 3000 HP.

Figura 20. Capacidad del top drive de los taladros con contrato.



Fuente: CAMPETROL. Informe final de taladros Colombia. Asociación Colombiana del Petróleo. Abril 2015. Diciembre 2016. Noviembre 2017.

Conociendo ya las especificaciones principales de los taladros más usados en la cuenca de estudio, se procede a determinar las compañías que cumplen con estos criterios. En la figura 21 se observa la cantidad de taladros por compañías que

cumplen los 2 requisitos seleccionados anteriormente; de aquí se llega a conclusión que las compañías que mayor disponen de estos taladros son: NABORS correspondiente al 28% de los equipos que cumplen con las características seleccionadas, Estrella Energy Services con un 9,8% y PIONEER con un 8,5% del total al igual que TUSCANY.

Figura 21. Capacidad de top drive y potencia por compañías.

| Compañía \ Potencia | abr-15 | | dic-16 | | nov-17 | | TOTAL |
|--------------------------|-----------------------|----------|-----------------------|----------|-----------------------|-----------|-----------|
| | Desde 1500 hasta 1700 | 3000 | Desde 1500 hasta 1700 | 3000 | Desde 1500 hasta 1700 | 3000 | |
| Estrella Energy Services | 3 | | 2 | | 3 | | 8 |
| General Rigs Services | | | | | 1 | | 1 |
| H&P | 1 | 1 | 1 | 1 | | 2 | 6 |
| INDEPENDENCE | | | | | | 6 | 6 |
| HILONG OIL SERVICE | 1 | | | | | | 1 |
| LEWIS ENERGY | 1 | | 1 | | | | 2 |
| NABORS | 5 | 2 | 8 | | 8 | | 23 |
| PARKER | | 1 | | | | | 1 |
| PEI ENERGY | 1 | | | | | | 1 |
| PETREX | | 1 | | 2 | | 1 | 4 |
| PETROWORKS | 1 | | | | 1 | | 2 |
| PIONEER | 4 | | 3 | | | | 7 |
| SAXON | 2 | | | | | | 2 |
| TUSCANY | 4 | | | | 3 | | 7 |
| WEATHERFORD | 2 | | | | 1 | | 3 |
| No Disponible | | | | | | 8 | 8 |
| TOTAL | 25 | 5 | 15 | 3 | 17 | 17 | 82 |

Fuente: CAMPETROL. Informe final de taladros Colombia. Asociación Colombiana del Petróleo. Abril 2015. Diciembre 2016. Noviembre 2017.

Posteriormente, se consultó en los catálogos disponibles por dichas empresas las especificaciones de sus equipos y con base en el análisis de estos, se determinaron características adicionales del rig y se empezó a formar el escenario de superficie.

El equipo está compuesto por un top drive de 500 Ton y una potencia de 3000 HP, la razón por la cual se escogieron fue por las profundidades que se manejan en el Piedemonte, así, se tiene una profundidad de alcance de 25.000 ft con un DP de 5”,

con un mástil de 160 ft x 1.000.000 lbs con 12 líneas de 1 7/8". Un conjunto de BOP's compuesto por un preventor anular de 13 5/8" 5000 psi, un double ram de 13-5/8" 10000 psi y un single ram de 13 5/8" 10000 psi. Un choke manifold de 10000 psi, 3 generadores de 1476 kW, 3 bombas triplex de 1600 HP, 2 tanques de lodo con capacidad total de 2050 bb y un equipo de control de sólidos formado por: 2 shale shaker, 1 desgasificador, 1 desander y un desilter; las especificaciones se pueden consultar en el anexo G.

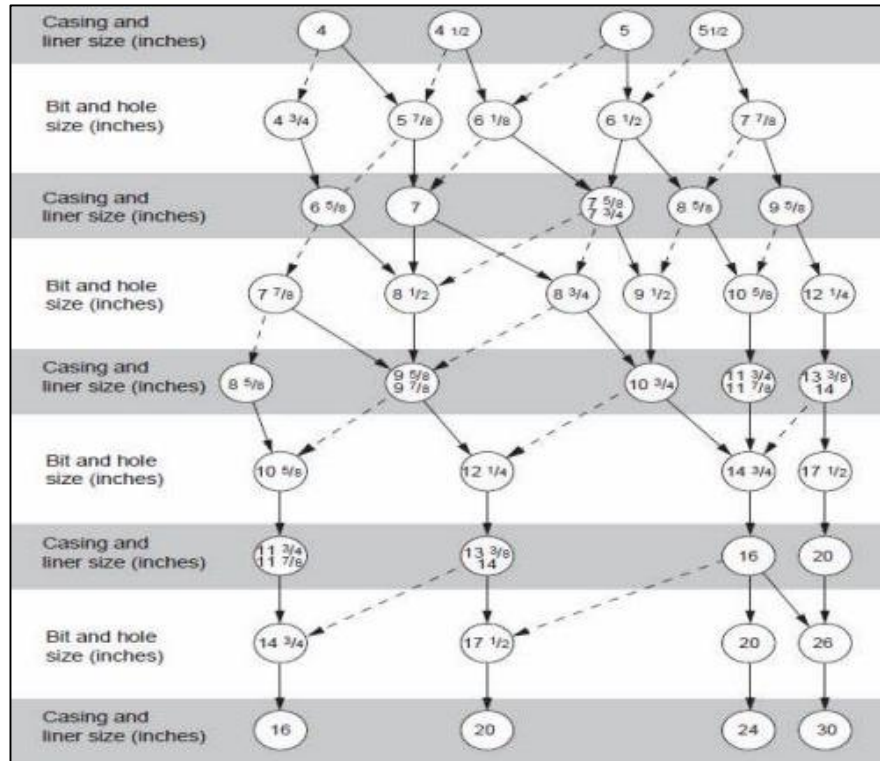
Los demás equipos que conforman el escenario de superficie fueron seleccionados con base en la salida técnica realizada y teniendo en cuenta cada uno de los componentes que conforman los diferentes sistemas de la perforación.

Posteriormente, en aras de establecer la ubicación de estos en la locación, se consultaron layouts proporcionados en campo de rigs en operación, para finalmente realizar el montaje de todos los equipos a escala y distribución en superficie del RIG 18 UISSAPP (anexo H).

Con base en la encuesta realizada (CAPITULO 3), se estableció el número de fases y el diámetro de hueco de cada una de estas. Para el casing como no fue especificado, se empleó la figura 22 siguiendo los diámetros convencionales usados en la industria, mientras que para la profundidad se hizo una revisión en la literatura de planes de perforación existentes en la zona de estudio conformando así el estado mecánico de los pozos el cual se puede observar en la tabla 12.

En cuanto al drill pipe (DP) se selecciona un diámetro de 5" según lo establecido en el catálogo del rig, para el heavy weight drill pipe (HWDP) también se selecciona un diámetro de 5", el más usado en los pozos ubicados en la zona de interés.

Figura 22. Guía para determinar diámetro de hueco y casing.



Fuente: MANZANAREZ SÁNCHEZ, Jorge Enrique. Evolución del diseño de revestidores y la aplicación de lana protectora 11 3/4" en la zona de capas rojas inferiores para los pozos de desarrollo de kinteroni en la cuenca Ucayall. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, Perú. 2010.

Tabla 12. Estado mecánico de los pozos en la cuenca Llanos Orientales.

| | FASE #1 | FASE #2 | FASE #3 |
|--------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|
| ARAUCA | Hole 17 1/2" – 800 ft | Hole 12 1/4" – 9000 ft | ----- |
| | Casing 13 3/8" | Casing 9 5/8 | ----- |
| META | Hole 17 1/2" – 1000 ft | Hole 12 1/4" – 7600 ft | Hole 8 1/2" – 9800 ft |
| | Casing 13 3/8" | Casing 9 5/8 | Casing 7" |
| CASANARE | Hole 17 1/2" – 2000 ft | Hole 12 1/4" – 9000 ft | Hole 8 1/2" – 12500 ft |
| | Casing 13 3/8" | Casing 9 5/8 | Casing 7" |
| PIEDEMONTTE | Hole 17 1/2" – 6200 ft | Hole 12 1/4" – 10700 ft | Hole 8 1/2" – 18700 ft |
| | Casing 13 3/8" | Casing 9 5/8 | Casing 7" |

Para diseñar el BHA a emplear, primero se determinó el tamaño de los drill collars (DC) el cual se realizó por medio de la tabla 13, en donde a partir del diámetro del hueco se tiene un OD recomendado de DC.

Para determinar la cantidad de botellas o DC por debajo del martillo (Jar) se emplean las fórmulas para el diseño del BHA, teniendo en cuenta que se usará el BHA tipo 2 (figura 23), que tienen como característica principal que todo el peso sobre la broca o WOB es aplicado por los DC debajo del Jar.

$$FB = 1 - \frac{MW}{65,4}$$

$$DC_{length} = \frac{WOB}{0,85 * FB * W_{DC}}$$

Donde,

W_{DC} = Peso del drill collar (lbs/ft)

DC_{length} = Longitud de DC (ft)

MW = Peso del lodo (ppg)

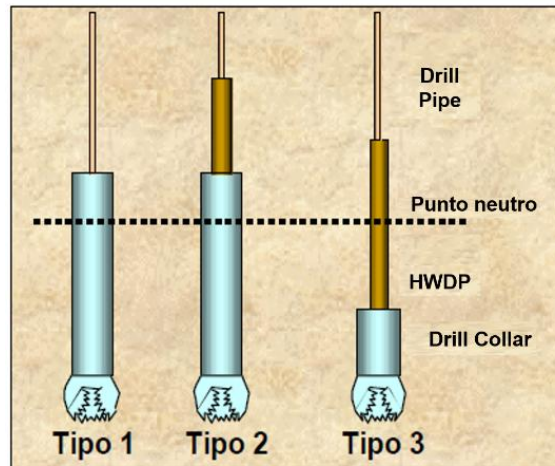
FB = Factor de boyanza

Tabla 13. Drill Collar recomendado según sección de hueco.

| Sección de hueco (in) | OD recomendado de DC (in) |
|-----------------------|---------------------------|
| 36 | 9 1/2 + 8 |
| 26 | 10 1/2 + 8 |
| 17 1/2 | 11 1/2 + 8 |
| 16 | 12 1/2 + 8 |
| 12 1/4 | 8 |
| 8 1/2 | 6 1/4 |
| 6 | 4 3/4 |

Fuente: CARREÑO, Wilsón. Material de clases de perforación de pozo. Universidad Industrial de Santander.

Figura 23. Tipo de BHA según ubicación del punto neutro.



Fuente: PEMEX. Perforación y mantenimiento de pozos. Guía práctica para el diseño de sartas de perforación [en línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/261280471/Guia-de-Diseño-de-Sartas-de-Perforacion-doc#>

Finalmente, se dividió la longitud total de los DC entre 30 (longitud más común para este tipo de tubulares)¹⁵ y se aproximó al entero siguiente para determinar la cantidad de juntas y así tener mayor seguridad en el diseño.

Para la cantidad de botellas sobre el Jar y de HWDP se emplearon los datos encontrados en los planes de perforación, cabe resaltar que cuando no se encuentre información al respecto, se tomó la decisión de colocar 3 DC sobre el martillo y 3 HWDP según recomendaciones de expertos en el tema. A continuación se detalla el diseño del BHA en cada sub-cuenca.

ARAUCA. En esta región, la primera fase de 17 ½ va hasta 800 ft de profundidad con un revestimiento de 13 3/8" y la segunda de 12 ¼ alcanza una profundidad total entre los 8000 y 9000 ft con revestimiento de 9 5/8" ¹⁶ llegando a fondo de pozo con

¹⁵ WORKSTRINGS INTERNATIONAL. Spec sheets. Drill Collars [en línea]. Disponible en: http://workstringsinternational.com/equipment/spec_sheets/drill_collars/

¹⁶ VARGAS Julián. Análisis de colapsos de casing para pozos productores en arenas del cretáceo. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2005. p. 46.

tubería DP de 5".¹⁷ El peso de lodo usado en ambas fases es de 9 ppg y 9,4 ppg respectivamente.¹⁸

En el hueco de 17 ½" se usó como referencia un BHA usado con broca de 12 ¼" en un pozo del campo Caño Limón¹⁹, con base en esta imagen se observa que sobre el martillo no se usa DP, además, para esta fase como se tiene el dato de HWDP se usaran 3 como se mencionó anteriormente.

La fase de 12 ¼" se extiende hasta los 9000 ft teniendo en cuenta la columna estratigráfica de la sub-cuenca. Del BHA de referencia se toma la cantidad de DP (17 juntas debajo del Jar), la cual coincide con las fórmulas para aplicar el WOB (55 Klbs). También se toma el número de HWDP sobre el Jar (15), el diseño final se muestra en el anexo I.

CASANARE.²⁰ Se corroboró la información obtenida en la encuesta en cuanto al número de fases y el diámetro de hueco de cada una de estas mediante el pozo correlación Canaguay 1 localizado en Casanare.

La primera fase va hasta los 2000 ft de profundidad a la cual se encuentra la formación Guayabo, un WOB de 30 Klbs y un MW de 9,1 ppg para el diseño del BHA. Se realizó el cálculo de botellas para aplicar el WOB arrojando 7 juntas de DP, como no se tiene información se colocan 3 sobre el Jar y finalmente 12 HWDP de 5" como se recomienda en el pozo Canaguay 1 (tabla 14).

En el pozo offset esta fase va hasta 14400 ft que coincide con la base de la formación Carbonera, como la columna estratigráfica de esta sub-cuenca es menos profunda (capítulo 2), se hace la analogía dejando la fase hasta la base de la formación Carbonera, es decir hasta 10700 ft. Se usó un WOB de 30 klbs. El MW

¹⁷ RIVERA, Rodolfo. Control de gestión aplicado a la campaña de perforación del equipo PRIDE-25 en el campo Caño Limón. Tesis de monografía. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2007. p. 29.

¹⁸ BCEP COLOMBIA. Estudio de impacto ambiental área de mayor interés LLA-43. Capítulo 2. Julio 2014. p. 52.

¹⁹ BI p. 84.

²⁰ ROMERO, Luis. Elaboración del plan de perforación del pozo Canaguay 1. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2009. p. 85, 144 – 148.

que se usó para realizar el diseño es de 9,5 ppg. Se calculan las juntas de DC debajo del martillo (10) y se decide colocar 3 sobre este y 12 de HWDP como se observa en la tabla 14.

Tabla 14. Descripción del BHA para todas las fases en el pozo Canaguay 1.

| FASE 1 | | FASE 2 | | FASE 3 | |
|--------|--------------------|--------|--------------------|--------|--------------------|
| CTDAD | COMPONENTE | CTDAD | COMPONENTE | CTDAD | COMPONENTE |
| 1 | 17-1/2" BIT | 1 | 12-1/4" BIT | 1 | 8-1/2" BIT |
| 1 | BIT SUT | 1 | BIT SUT | 1 | BIT SUT |
| 1 | 8" DC | 1 | 8" DC | 1 | 6-1/4" DC |
| 1 | 17-1/2" STB | 1 | 8" DC (spiral) | 1 | 6-1/4" DC (spiral) |
| 2 | 8" DC (spiral) | 1 | 12-3/8" STB | 1 | 8-7/16" STB |
| 6 | 6-1/4" DC (spiral) | 4 | 8" DC (spiral) | 1 | 6-1/4" DC (spiral) |
| 12 | 5" HWDP | 1 | 12-3/8" STB | 1 | 8-7/16" STB |
| - | 5" DP | 1 | 8" DC (spiral) | 4 | 6-1/4" DC (spiral) |
| | | 1 | 8" JAR | 1 | XO |
| | | 1 | 8" DC (spiral) | 10 | 5" HWDP |
| | | 1 | XO | 1 | 6-1/2" JAR |
| | | 2 | 6-1/4" DC (spiral) | 8 | 5" HWDP |
| | | 12 | 5" HWDP | - | 5" DP |
| | | - | 5" DP | | |

Fuente: Base de datos de CleanEnergy Resources S.A. Citado por ROMERO, Luis. Bucaramanga. 2009.

Finalmente se perfora el pozo hasta el fondo de la formación Une que corresponde a 12700 ft con broca de 8-1/2" y se hace el diseño con un WOB de 50 klbs, mientras que para el peso del lodo se realizó con 9,4 ppg.

Aplicando las formulas se obtiene un BHA que consta de 25 DC aplicando peso, 3 botellas sobre el Jar por recomendación y 8 HWDP como el caso del pozo correlación. En el anexo J se encuentra el diseño final de cada una de las secciones de esta subcuenca.

PIEDEMONTE. Los datos de WOB y MW para el diseño de los BHA de esta subcuenca fueron tomados del trabajo de grado de Ana Maria Roa Prada²¹, mientras que para determinar la profundidad de cada sección se usó de la recomendación que se sigue teniendo en cuenta la ventana de lodos (ver figura 24).

La primera sección (17 ½") va hasta los 6200 ft de profundidad conforme la figura 24, esto para no causar colapso ni fractura a la formación. El MW para esta fase debe manejarse entre 9,5 y 10,5 ppg, escogiéndose este último valor para realizar el diseño del BHA, mientras que para el WOB se tomó 50 klbs teniendo en cuenta que en los pozos correlación se manejaron valores entre 30 y 40 Klbs.

La fase de 12 ¼" se extiende hasta los 10.700 ft, en este caso se maneja un peso del lodo mayor conforme la ventana de lodos del pozo correlación, escogiéndose 11,5 ppg²² para el diseño del BHA, en dicho pozo se reportan valores entre 30 y 50 Klbs de WOB tomándose 65 Klbs para realizar el diseño.

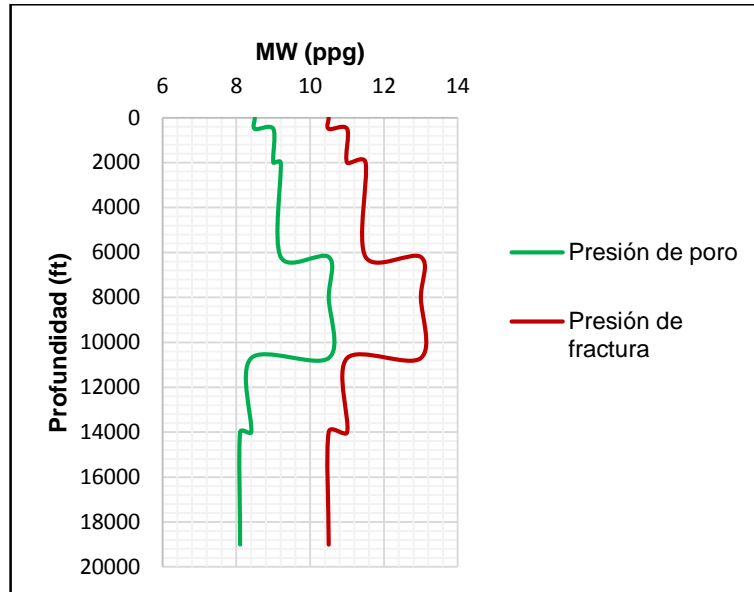
La última fase se perfora hasta la base de la columna estratigráfica que equivale a 18700 ft. La densidad de lodo se debe mantener lo más bajo posible para asegurar el mínimo de overbalance y reducir la invasión de lodo, minimizando así el riesgo de pérdidas de circulación²³, con lo cual se recomienda trabajar con un MW entre 8,5 y 9,5 ppg, tomando este último para realizar el diseño del BHA, además de 65 klbs de WOB según lo reportado en el pozo correlación.

²¹ ROA, Maria. Análisis, causas y caracterización de cavings aplicado a la estabilidad de pozos: Dos casos en el Piedemonte llanero. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006. p. 70-81.

²² VEGA, Lucía. Op, cit, p. 95.

²³ VEGA, Lucía. Op, cit, p. 108.

Figura 24. Ventana de lodo segura de un pozo en el Piedemonte Llanero.



Fuente: VEGA, Lucía. Evaluación y desarrollo del programa de fluidos de perforación para un pozo exploratorio ubicado en la subcuenca del Piedemonte llanero en el departamento de Casanare aplicando el manual de procedimientos técnicos de Halliburton BAROID Drilling Fluids. Bucaramanga. 2012.

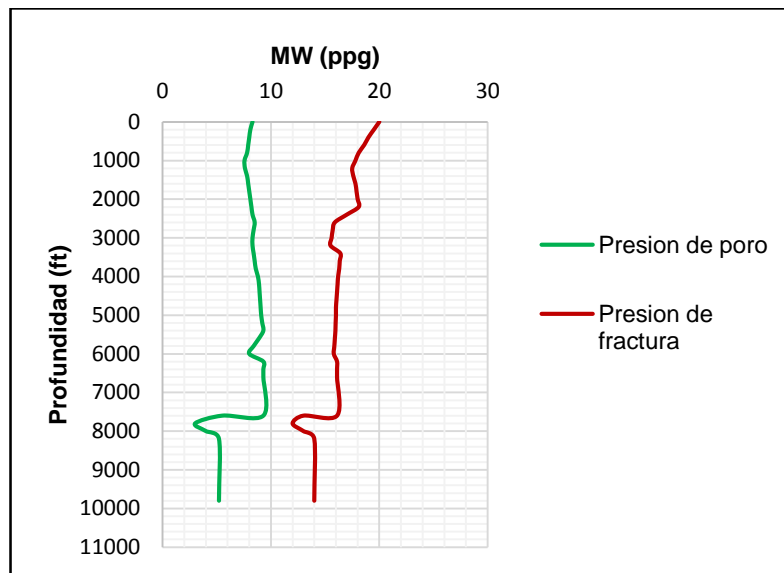
Para las 3 fases se calculó de número de DC para aplicar el respectivo WOB y se siguió la recomendación de usar 3 DC y 3 HWDP sobre el Jar debido a la falta de información. En el anexo K se encuentra el diseño final de cada una de las secciones de esta subcuenca.

META. Para el estado mecánico de los pozos ubicados en esta subcuenca se recurre a los datos arrojados por las encuestas en la cual se concluyen que son 3 fases con los diámetros que se ha venido trabajando y la profundidad de cada una de estas secciones se estableció en 1000 ft, 7600 ft y 9800 ft respectivamente.²⁴

²⁴ PÉREZ, Carlos. Evaluación técnica y financiera de la aplicación de la tecnología de perforación con control dinámico de presión (MPD), como alternativa para la reducción de pérdidas de circulación en zonas de baja presión de poro. Aplicación campo colombiano. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2016. p. 84.

La primera fase se diseñó con un MW de 10 ppg como se observa en la ventana de lodos para pozo Castilla 232 ubicado en esta región (ver figura 25). Para dicho pozo se evidencia pesos sobre la broca de 25 Klbs hasta una profundidad de 1000 ft, por lo cual se decidió realizar el diseño con 30 Klbs. Se calculó la cantidad de DC necesarias para aplicar todo el peso sobre la broca obteniéndose 7 juntas y sobre el martillo al no tener mayor información del BHA en los planes de perforación, se siguió la recomendación: 3 DC y 3 HWDP de 5" sobre el Jar.

Figura 25. Ventana de lodo segura pozo Castilla 323 ubicado en Meta.



Fuente: ROBAJO, Juan; RODRÍGUEZ, Lina. Evaluación técnico-financiera de las operaciones de perforación para la disminución de los tiempos no productivos durante los viajes en los pozos seleccionados del campo castilla. Bogotá. 2016.

Para la sección de 12 ¼" se registra un peso de lodo máximo de 12 ppg, en cuanto al WOB nuevamente haciendo una revisión de los reportes de openwells se decide diseñar con 50 Klbs, obteniéndose 16 juntas de DC para aplicar el peso; al igual que la fase anterior se colocan 3 DP y 3 HWDP por encima del martillo.

La última fase se perfora hasta la base de la formación Une (9800 ft) y se escoge una densidad de lodo menor conforme se observa en la ventana de lodos, seleccionando así 9 ppg para el diseño del BHA.

El BHA usado en la fase 8 ½ para el pozo el correlación (tabla 15) se usó como referencia para el diseño de esta sección, sin embargo se tiene en cuenta que dicho pozo tiene con una ensamble de fondo tipo 3, por lo cual se adaptó para que sea tipo 2 dejando debajo del Jar solo DC para aplicar el WOB, y sobre el Jar se usaran 3 DC por recomendación y 12 HWDP de 5" como en el pozo correlación. En el anexo L se encuentra el diseño final de cada una de las secciones de esta subcuenca.

Tabla 15. BHA fase 8 1/2" de un pozo ubicado en Meta.

| Cantidad | Componente | OD (in) | ID (in) |
|----------|----------------|---------|---------|
| 12 | 5" HWDP | 5 | 3 |
| 1 | JAR | 6 1/2 | 2 1/2 |
| 12 | 5" HWDP | 5 | 2 3/4 |
| 3 | 6-1/2" DC | 6 1/2 | 2 7/8 |
| 1 | 8-1/4" STB | 6 15/16 | 3 1/16 |
| 1 | 6-1/2" DC | 6 1/2 | 2 7/8 |
| 1 | BIT SUT | 6 5/8 | 2 3/8 |
| 1 | 8-1/2" BIT PDC | 8 1/2 | N.A |

Fuente: PÉREZ, Carlos. Evaluación técnica y financiera de la aplicación de la tecnología de perforación con control dinámico de presión (MPD), como alternativa para la reducción de pérdidas de circulación en zonas de baja presión de poro. Aplicación campo colombiano. Bucaramanga. 2016.

3. PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS

3.1 TIPOS DE PROBLEMAS OPERACIONALES

Durante la perforación de un pozo petrolífero se pueden presentar una serie de eventos que afectan la operación normal de estas actividades y que ocasionan una gran pérdida de tiempo, lo cual se traduce en un aumento en los gastos del proyecto. Estos problemas operacionales pueden ser agrupados en 2 grandes grupos, dependiendo de la causa que los generan, estos son: causados por el lodo y por la formación. La figura 26 contiene la descripción general de cada uno de estos problemas.

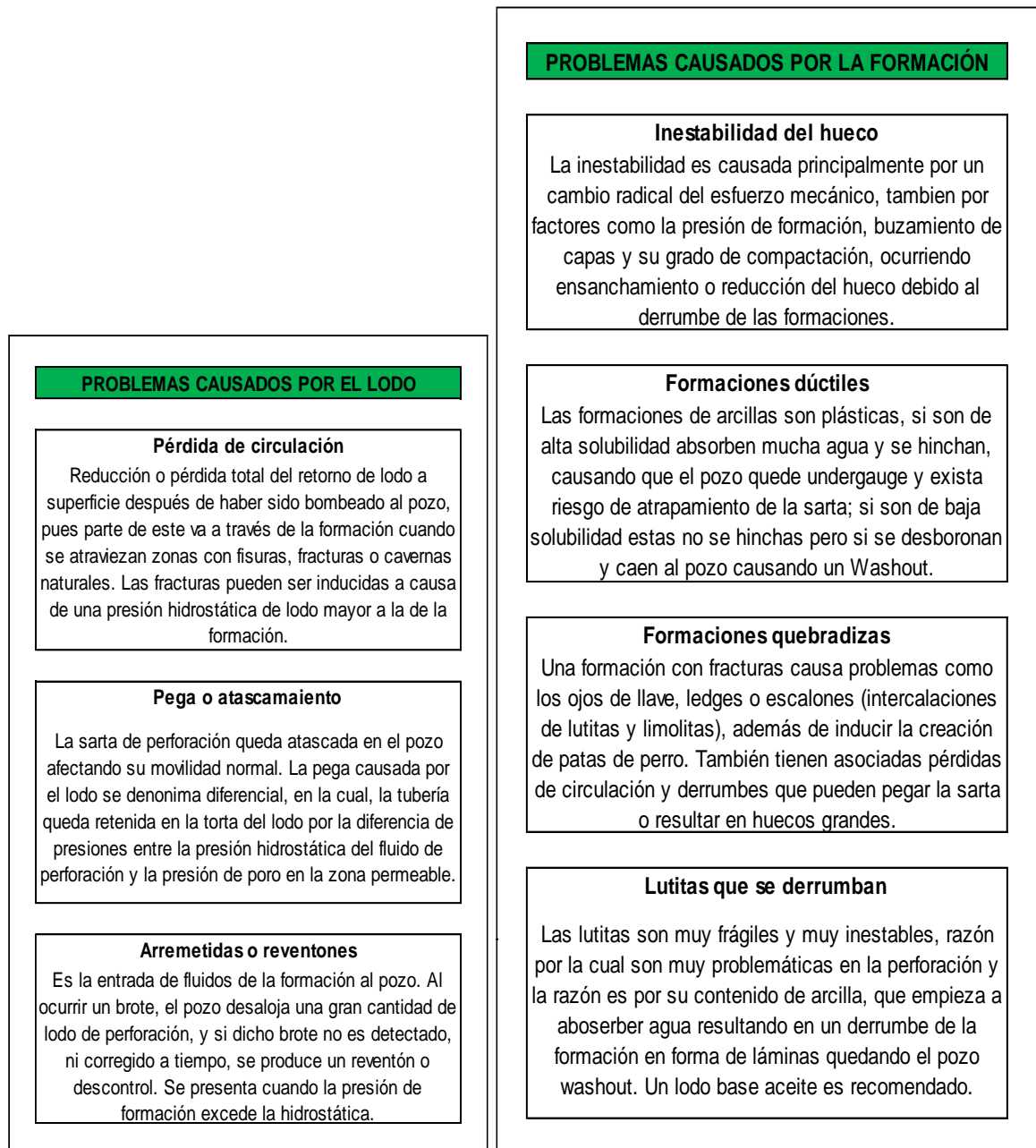
Estos problemas se pueden presentar bien sean mientras la broca está atravesando las formaciones o mientras se realizan viajes, bien sea metiendo o sacando tubería del pozo, por tal razón se seguir tener buenas prácticas durante la operación para minimizar los riesgos y en caso se presenten saber cómo actuar para controlar el evento y continuar con la perforación cumpliendo con el plan establecido.

3.2 PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS FRECUENTES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS VERTICALES

Con el objetivo de tener información confiable en lo referente a los problemas operacionales que se presentan durante la perforación de un pozo petrolífero y con base en esto seleccionar los 3 más frecuentes para el desarrollo de la herramienta, se realizó una encuesta con respuestas abiertas a un total de 7 profesionales de la industria de los hidrocarburos y expertos en el área de perforación petrolera. La manera en la que se desarrolló fue por medio directo, estilo entrevista, desarrolladas

en las instalaciones de la Universidad Industrial de Santander (UIS) y el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

Figura 26. Problemas operacionales durante la perforación de un pozo.



A fin de conocer información acerca de su experiencia en las actividades de perforación y en la zona de estudio, inicialmente se realizaron preguntas básicas, para posteriormente comprobar su validez, y de esta manera tener certeza en los resultados obtenidos. En el anexo M se encuentra la ficha técnica de la encuesta realizada la cual consta de 12 preguntas.

A la pregunta: ¿En qué cargos ha trabajado en la industria petrolera? El 43% de la población manifiesta haber sido o ser parte de la cuadrilla de perforación, personal que a diario se enfrenta a las diversas situaciones que se presentan en las actividades de perforación y por ende conocen de primera mano dichas operaciones. El 14% hace parte del personal de fluidos de perforación, igual porcentaje para personal que labora en la unidad de investigación y dirección de proyectos de subsuelo (entre los que se incluye perforación); mientras que el 29% restante corresponde a personal vinculado al área de geomecánica, el cual cuentan con un amplio conocimiento de la cuenca de estudio, estados mecánicos en dicha zona, entre otros factores que son de gran aporte para la investigación.

Se indagó también sobre las compañías en las que se han desempeñado profesionalmente, obteniéndose nombres como Pride Colombia, San Antonio Internacional, Halliburton - Division Baroid Drilling Fluids, Schlumberger, ECOPETROL, EQUIÓN ENERGÍA, ICP, Petrosantander, Occidental de Colombia, Manssarovar, entre otras. Para facilitar el manejo de la información, estas fueron agrupadas en 2 grandes grupos: empresas operadoras y empresas de servicios, como se observa en la tabla 16, con lo cual el conjunto de compañías operadoras representa la mayoría con un 71%.

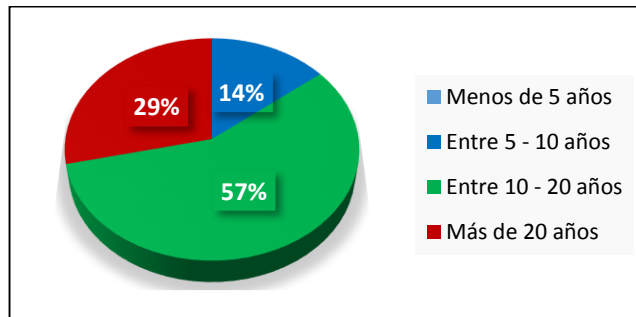
Posteriormente se preguntó sobre sus años de experiencia en la industria. La tabulación se dividió en 4 grupos (figura 27); cabe resaltar que el 86% de los profesionales cuenta con una experiencia mayor a 10 años en el sector.

Tabla 16. Empresas en las que ha laborado el personal encuestado.

| CATEGORÍA | CANTIDAD |
|-----------------------|----------|
| Empresas operadoras | 5 |
| Empresas de servicios | 2 |
| TOTAL ENCUESTADOS | 7 |

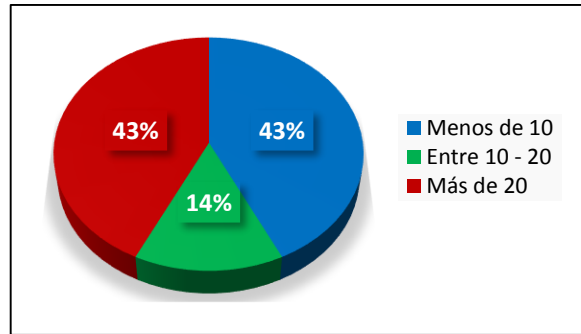
Para finalizar esta sección, correspondiente a la identificación de la muestra, se consulta acerca del conocimiento que tienen sobre la zona de estudio. La totalidad manifiesta haber participado en proyectos de perforación en la cuenca de los Llanos Orientales, de los cuales el 43% lo ha hecho en más de 20 proyectos, mismo porcentaje para aquellos que lo han participado entre 10 y 20 proyectos, mientras que el otro 14% en menos de 10 (figura 28).

Figura 27. Años de experiencia de la muestra en la industria del Petróleo.



Ahora, se procede a realizar la segunda parte de la encuesta a los 7 profesionales, puesto que se observa en cada uno de ellos un balance en cuanto a la experiencia en actividades de perforación y el número de proyectos realizados en la zona de estudio.

Figura 28. Participación de encuestados en proyectos de perforación en la cuenca Llanos Orientales.



En esta sección, se cuestiona acerca de las características de las formaciones presentes en la cuenca de los Llanos Orientales, los problemas operaciones que con mayor frecuencia se presentan en la zona, así como factores operacionales que serán de utilidad para el desarrollo de la herramienta.

A la pregunta ¿Cuáles son los cinco (5) problemas operacionales que más se presentan en la perforación de un pozo petrolífero?, se solicitó enunciarlos en orden de mayor a menor frecuencia y a cada respuesta se le asignó un puntaje, de modo que a el primer problema operacional nombrado por cada uno se le dio un valor de 1 y así sucesivamente, hasta el quinto problema al cual se le dio un valor de 5. La información recopilada se presenta en la tabla 17.

Para la selección final de los problemas operacionales se organizó la información de menor a mayor puntaje con la condición que haya sido nombrado por cada uno de los encuestados, es decir, que su frecuencia sea 7, caso contrario no se tiene en cuenta porque no es un problema muy común y ya es percepción de cada persona. Como se resultado se tiene que los 3 problemas operacionales más frecuentes durante la perforación de un pozo petrolífero son: pérdidas de circulación, pegas de tubería por empaquetamiento y control de pozo, los cuales como se estableció en el plan del proyecto serán incluidos en la herramienta software.

Posteriormente, se preguntó acerca de cómo se identifican dichos problemas operacionales y qué metodologías se emplean para solucionarlos, obteniéndose resultados unánimes en ambos casos. Se manifiesta que el pozo habla y los problemas no se presentan súbitamente, en ese sentido estos pueden ser identificados por medio del nivel de lodo en los tanques y en las piscinas y por los sensores ubicados en fondo y superficie. En cuanto a la solución, lo que se busca inmediatamente es evitar el punto de contacto, analizar la situación, cerrar las BOPs, medir presiones en cabeza y determinar el procedimiento a seguir conforme lo establecido por cada compañía.

Tabla 17. Problemas operacionales más frecuentes durante la perforación.

| RANKING | CATEGORÍA | PUNTAJE | FRECUENCIA |
|---------|---------------------------------------|---------|------------|
| 1 | Pérdidas de circulación | 12 | 7 |
| 2 | Pegas de tubería – Empaquetamiento | 12 | 7 |
| 3 | Control de pozo | 24 | 7 |
| 4 | Inestabilidad de pozos | 31 | 7 |
| 5 | Falla de herramientas de fondo | 15 | 4 |
| 6 | Tortuocidad | 7 | 2 |
| 7 | Pescas | 4 | 1 |

A la siguiente pregunta: Generalmente ¿Cuántas veces se presentan los problemas operacionales antes mencionados en la perforación de un pozo petrolífero?, de igual manera que en el caso anterior, la respuesta es unánime y contundente, se señala que no es posible establecer un número exacto. Cada pozo es una historia diferente, eso sí, en todas las perforaciones se van a presentar problemas operacionales los cuales están en función de la experiencia del personal y el conocimiento que se tenga de la zona.

Para tener idea de la forma en la que se perforan los pozos en la zona de interés se cuestionó acerca del estado mecánico de los pozos ubicados en la cuenca Llanos Orientales.

Típicamente estos pozos se perforan en 3 fases como se observa en la tabla 18, sin embargo llano adentro (Arauca), los pozos por lo general consta de 2 fases: 17 ¼” y 8 ½”.

Tabla 18. Fases de los pozos ubicados en la cuenca Llanos Orientales.

| # FASE | DIÁMETRO HUECO (in) |
|--------|---------------------|
| 1 | 17 1/2 |
| 2 | 12 1/4 |
| 3 | 8 1/2 |

Con la finalidad de tener una perspectiva sobre las características de cada una de las formaciones presentes en la columna estratigráfica de la cuenca en estudio, además de tener una idea inicial de las zonas más problemáticas, se realizaron las siguientes preguntas: ¿En cuál o cuáles formaciones se presentan la mayor cantidad de problemas operacionales? ¿Cuáles son dichos problemas?

En total fueron propuestas 6 formaciones, según la frecuencia o la cantidad veces que fue nombrada se identifican 4, las cuales debe tenerse un mayor cuidado al momento de ser perforadas (tabla 19).

Finalmente se pregunta acerca de las características de cada una de las formaciones presentes en la cuenca Llanos Orientales, la tabla 20 contiene el consolidado a modo resumen de las respuestas obtenidas.

Tabla 19. Formaciones problemáticas identificadas por los encuestados.

| FORMACIÓN | RAZÓN | FRECUENCIA |
|-----------|--|------------|
| Carbonera | Inestabilidad geológica en las impares (C1, C3, C5 y C7) y escalamientos con las pares que generan tortuosidad | 6 |
| Mirador | Dureza extrema y abrasividad. Perdidas de circulación por bajas presiones | 6 |
| León | Formación muy arcillosa con inestabilidad geológica | 5 |
| Cuervo | Inestabilidad geológica por lutitas | 5 |
| Guadalupe | ----- | 1 |
| Une | ----- | 1 |

Tabla 20. Características de las formaciones de la cuenca Llanos Orientales.

| FORMACIÓN | CARACTERÍSTICA |
|-----------|--|
| Carbonera | Inestabilidad geológica en las impares (C1, C3, C5 y C7) y hueco en calibre en las pares |
| León | Es una formación reactiva químicamente. Si no se lleva un buen control de invasión de filtrado en el pozo se puede llegar a inestabilizar. Derrumbes |
| Mirador | Formación muy dura y abrasiva que genera pérdidas de circulación y bajas ratas de penetración. herramientas fuera de calibre |
| Cuervo | Formación que tienen cuellos de lutitas que se inestabilizan con frecuencia |

Tabla 20. Continuación.

| FORMACIÓN | CARACTERÍSTICA |
|------------------|---|
| Guayabo | Es una formación muy joven, no es muy hidratable pero es muy soluble entonces los huecos a veces quedan muy lavados. Se presenta empaquetamiento, tiene arcillas plásticas que reaccionan y se hinchan. |
| Barco | Formación dura que presenta problemas sólo en zonas fracturadas. No son tan abrasivas |
| Guadalupe | Formación problema sólo en la parte superior, con conglomerados. Alta dureza |
| Gacheta - Une | Son formaciones poco perforadas en pozos de desarrollo. Alta dureza |

3.3 UBICACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS FRECUENTES EN LA PERFORACIÓN EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES

Mientras se trata de controlar una pérdida de circulación mediante la reducción de la densidad del lodo, es probable que lutitas que se ubican por encima de dichas formaciones colapsen y se presenten pegas de tubería, también existe el riesgo de presentarse influjos, razón por la cual es importante identificar estas zonas problemáticas antes de realizar la perforación en los pozos petrolíferos y de esta manera tomar las precauciones que vengan al caso para minimizar el riesgo de estos problemas operacionales y evitar principalmente el incremento en los tiempos no productivos (NPT) y en los costos de la operación para de esta manera para garantizar el éxito en los proyectos de esta área.

Teniendo en cuenta la información proporcionada por el personal encuestado acerca de los problemas operacionales más frecuentes y sobre las formaciones complejas, se procede a identificar la ubicación exacta de los mismos.

META. Las zonas en las cuales se presentan pérdidas de circulación son las siguientes: Guadalupe masivo, Guadalupe superior y Mirador.²⁵ Estas pérdidas de circulación junto con la pega de tubería, constituyen los problemas operacionales más significativos en esta subcuenca, generando un gran incremento en los tiempos no productivos durante las campañas de perforación lo cual equivale al 62,67% del total de NTP en un estudio realizado en los pozos perforados en un campo ubicado en esta región durante los años 2014 y 2015.²⁶

En la figura 29, se muestra con mayor precisión la ubicación de los diferentes problemas operacionales que se han presentado en 17 pozos en la subcuenca Meta. Se puede evidenciar como la fase de 8 ½" (fase de producción) es donde más se presentan estos eventos aunque también se han reportados casos en la Unidad C2, destacándose las pérdidas presentadas en las formación Guadalupe inferior y masivo. La Formación Guadalupe posee el mayor valor de promedio de permeabilidad respecto a las otras unidades productoras, razón por la cual tiene la tendencia de tomar fluidos del pozo cuando se forcé contra ellas²⁷, de ahí la tendencia a la aparición de pérdidas de fluido.

En reportes de perforación en pozos perforados en el Meta se presentaron los siguientes eventos de interés:

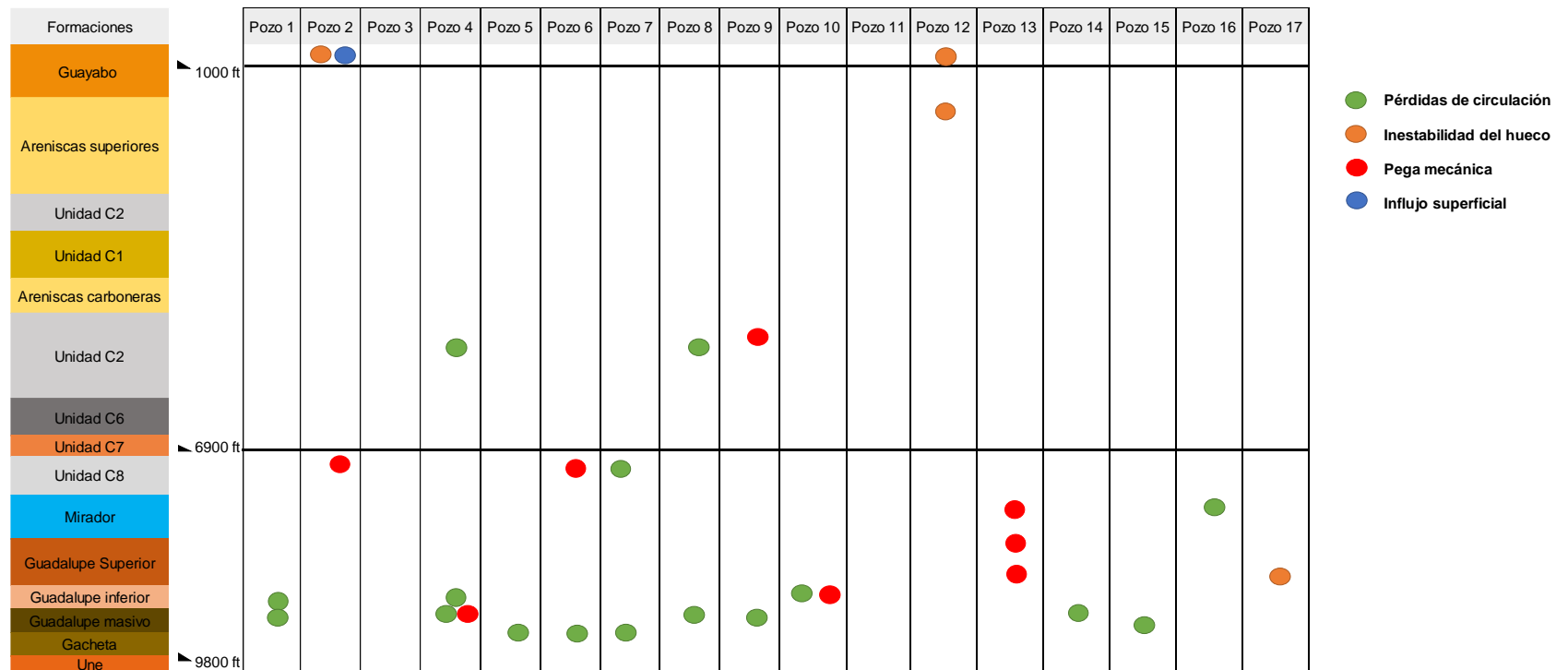
Mirador (San Fernando): Perdidas parciales de Fluido de perforación y disminución en la presión en casi 200 psi.

²⁵ PÉREZ, Carlos. Op. cit, p. 57.

²⁶ PÉREZ, Carlos. Op. cit, p. 79.

²⁷ RODRIGUEZ, Alba Estudios de control de pozos durante las operaciones de mantenimiento y workover en el campo Apiay y Castilla la Nueva. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2008. p. 35.

Figura 29. Problemas operacionales durante la perforación de un pozo en Meta.



Fuente: PÉREZ JÁCOME, Carlos Iván. Evaluación técnica y financiera de la aplicación de la tecnología de perforación con control dinámico de presión (MPD), como alternativa para la reducción de pérdidas de circulación en zonas de baja presión de poro . Aplicación campo colombiano. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. 2016. Modificada por autores.

Guadalupe: Incremento de presión hasta en 350 psi, incremento del ECD (10,5) y torque alto. Bloqueo eléctrico en el malacate al atravesar esta formación. Pérdidas de fluido de perforación, no se presentan retornos en superficie.

Une: Pérdida de fluido de perforación encontrando “washout” en la tubería porque se rompió una junta. Pérdidas totales de circulación, es decir, sin retorno a superficie. Incremento en la presión desde 1.100 psi hasta 1.600 psi. Aumento en la presión desde 107 psi hasta 1040 psi debido a un taponamiento en la tubería (junta la cual se encontraba taponada con cortes de Lutita y Limolita).

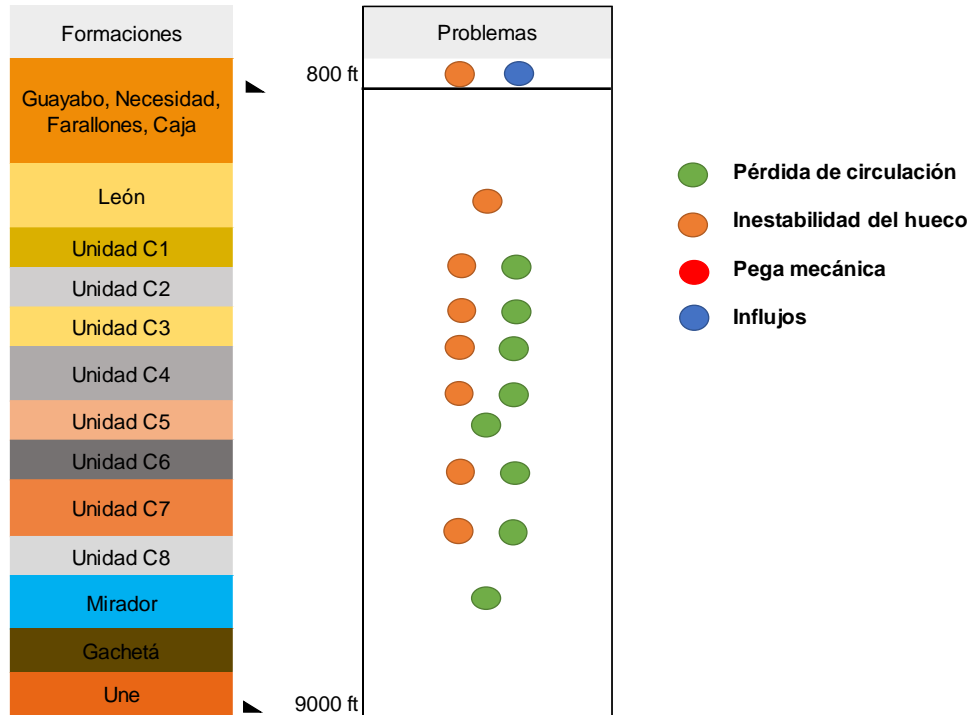
En otro estudio realizado en campo Chichimene, los principales problemas operacionales que se han logrado establecer durante la perforación de la sección intermedia 12 ¼” de varios pozos ubicados en esta región son pérdidas de circulación en la Unidades C1 y C2, además de inestabilidad del pozo con alto nivel de riesgo en esta última formación la cual se caracteriza por poseer una secuencia de lutitas con pequeñas inter-estratificaciones de arena, que la hace de carácter inestable por ineficiencia en las propiedades mecánicas de sus lutitas, de modo que cuando se presenta un fenómeno de hinchamiento en el cual aumenta su volumen, la presión de confinamiento no es suficiente para contenerla y evitar que se desmorone; también se presentan pegas de tubería mecánica por empaquetamiento a lo largo toda la sección.

ARAUCA. Guayabo es una formación que presenta inestabilidad geológica y generalmente ocurren empaquetamientos, además existe riesgo de influjos, razón por la cual el intervalo de esta fase es de 800 ft para así evitar derrumbes del hueco.

León presenta inestabilidad del hueco al igual que la secuencia de Carboneras por las intercalaciones de arcillas y arenas, además se pueden presentar pérdidas de circulación.

Mirador es la formación donde ocurre la mayor cantidad de pérdidas de circulación por bajas presiones o ratas de penetración muy bajas por su característica de dureza extrema y abrasividad. En la figura 30 se detalla ubicación de los problemas.

Figura 30. Ubicación de problemas operaciones en Arauca.



CASANARE. El objetivo principal es llegar a las formaciones Carbonera (C3, C5 y C7), mirador y areniscas inferiores, con gran interés además en la formación Mirador.

En la fase inicial se esperan pérdidas relacionadas con fracturas y arcillas reactivas que causan inestabilidad del hueco, específicamente pérdida total en Guayabo por lo cual se debe hacer un control de parámetros de perforación, además, se deben prevenir influjos que se puedan generar para lo cual se hace necesario un buen control de presiones y tomar las medidas necesarias en la operación.

En la fase intermedia existe un alto potencial de pérdidas parciales, se pueden presentar pérdidas de circulación en la sección más superficial de la formación C5. También se esperan tener pérdidas de lodo a través de las rocas fracturadas y permeables de las formaciones C6/C7 además de posibles pérdidas mientras se

hace el pulling de sarta en C7, así mismo es un problema potencial en C7/C8 por fracturas inducidas y pérdidas totales en León y en C1.

Se espera inestabilidad del hueco en León, C2, C4 y en la parte media e inferior de la estructura de El Morro (C6 y C7), con lo cual es probable que se presenten pegas de tubería por empaquetamiento principalmente mientras se perfora la sección intermedia de 12 ¼" (Carboneras), para lo cual se recomienda el uso de lodo de perforación con una densidad tan baja como sea posible con la finalidad de reducir el riesgo.

Existe el peligro de atrapamiento de la sarta debido a la presencia de carbones en C6, C7 y C8 y un incremento de gas de background y posibles influjos de agua y gas, especialmente en C7 donde se ha presentado este problema.

Potenciales pérdidas de circulación parcial y/o total en las zonas débiles, entre estas Mirador a causa del peso de lodo requerido para estabilizar C8 lo cual inducirá fracturas en la formación y mientras se perfora C8, Mirador, Cuervos y Barco.

También se pueden aparecer eventos de empaquetamientos por inestabilidad del hueco y/o pegas de tubería todo esto a lo largo de las formaciones Mirador / Cuervos hasta el tope de la formación Barco, también puede ocurrir entrada de gas de Mirador. Se debe tener mucha precaución en Barco y Guadalupe pues existe un alto riesgo de influjo.

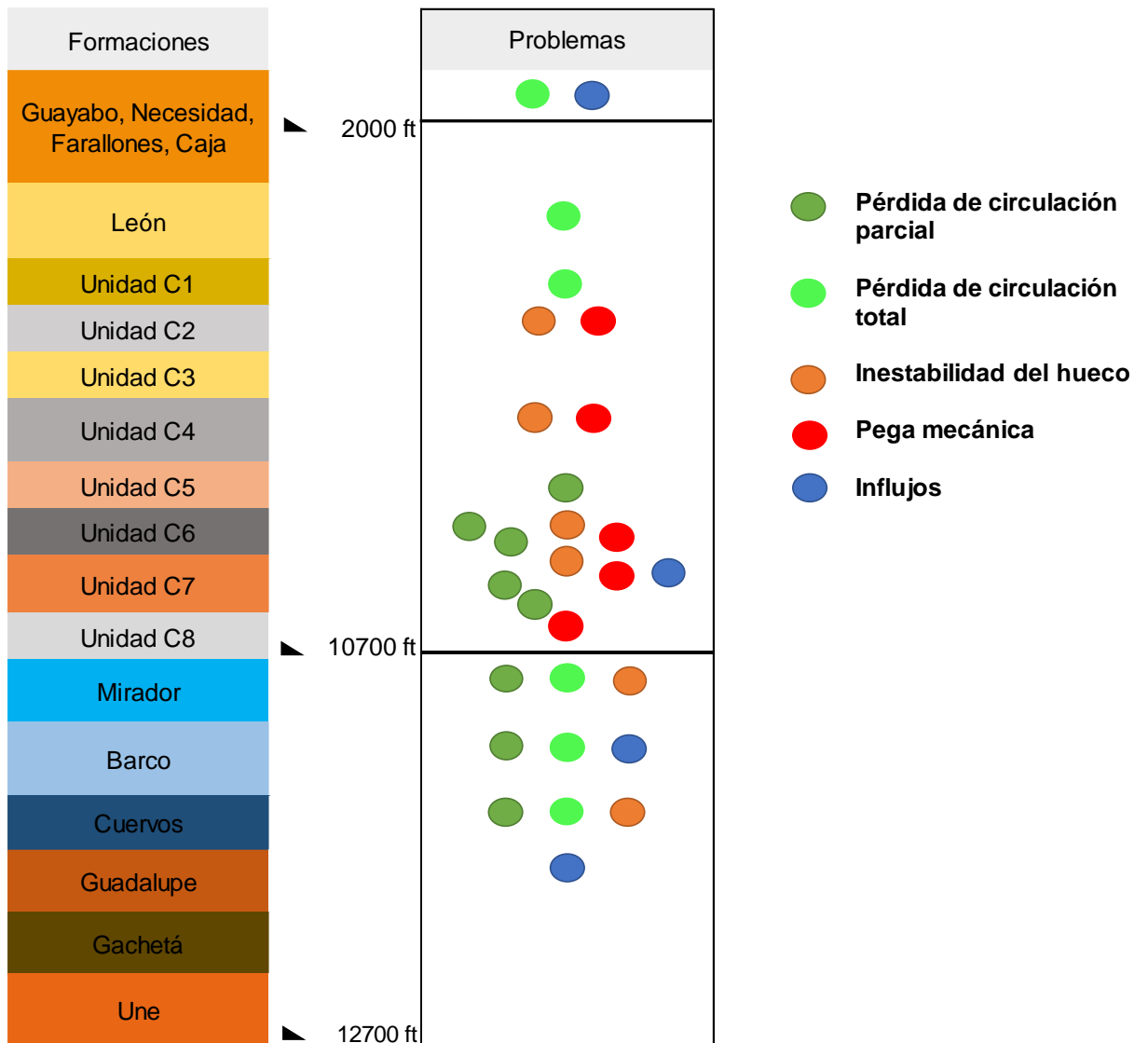
En la figura 31 se muestra la ubicación de los problemas mencionados anteriormente, haciendo una subdivisión en las pérdidas de circulación en total o parcial.

PIEDEMONTE. Según estudios de la compañía Baker Hughes²⁸, aproximadamente el 30% del tiempo no productivo en los últimos pozos perforados en el 2015 en el

²⁸ BAKER HUGHES. Well of the Future. Connexus, vol. 4, no. 1. 2013. p. 4 – 11. Citado por RAMÍREZ, Zoraya. LOPÉZ, Sergio. PALACIO, Iván. Implementación de ensanchadores y centralizadores protech crb para mejorar viajes y corridas de revestimiento en pozos del piedemonte llanero colombiano. Revista Fuentes [en línea]. Vol 13. 2015. p. 59.

Piedemonte Llanero, está relacionado con inestabilidad del hueco y eventos de pega de tubería.

Figura 31. Ubicación de problemas operaciones en la sub-cuenca Casanare.



Entre el 2005 y 2006 durante la perforación del pozo Condor 1 localizado en el Piedemonte Llanero se reportaron grandes pérdidas de circulación mientras se

atravesaban las formaciones C1, C2, C3, C4 y C5 siendo necesario emplear 24 tapones de cemento para continuar con la operación del pozo.²⁹

A continuación se presentan las características de las formaciones en esta subcuenca:

La formación Cuaternario corresponde a arenas no consolidadas y C5 constituida por arenas poco profundas, se caracterizan por tener una alta permeabilidad lo cual facilita al lodo para invadir la matriz de la formación resultando en pérdidas de circulación leves que son controladas rápidamente mediante la adición de material sellante o bombeo de píldoras para pérdidas de lodo. A causa de la poca profundidad a la que se ubican estas formaciones y la complejidad estructural en este sector, otro problema que puede surgir es el de influjo de aguas superficiales, para lo cual se debe contar con suficiente material densificante para acondicionar el lodo en caso de presentarse este problema y tener mucha precaución para actuar de forma eficiente para que el pozo no se descontrola; además se pueden presentar pegadas de tubería por empaquetamiento.

En la Unidad C6 y C7 compuesto por formaciones intercaladas de areniscas, lutitas y arcillas, se registran pérdidas de circulación y pegadas por empaquetamiento. También se presenta embolamiento de la broca y el BHA causando disminución en la ROP y dificultad durante los viajes, se debe tener un control estricto de sólidos para minimizar este hecho. De igual manera existe el riesgo por influjos superficiales por lo cual se hace necesario prestar atención en el cambio de los parámetros de perforación tales como la tasa de penetración, caudales y presión de circulación, entre otros.

La secuencia C6/C7/C8/C7/C8 corresponde a un intervalo de lutitas inestables (C6 y C8) intercaladas con arenas permeables (C7), razón por la cual se debe manejar

²⁹ MORENO, Gelber. BALLESTEROS, Javier. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional de casing drilling. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2011. p. 120.

un fluido que prevenga la inestabilidad de lutitas y pegas por empaquetamiento principalmente en C8.

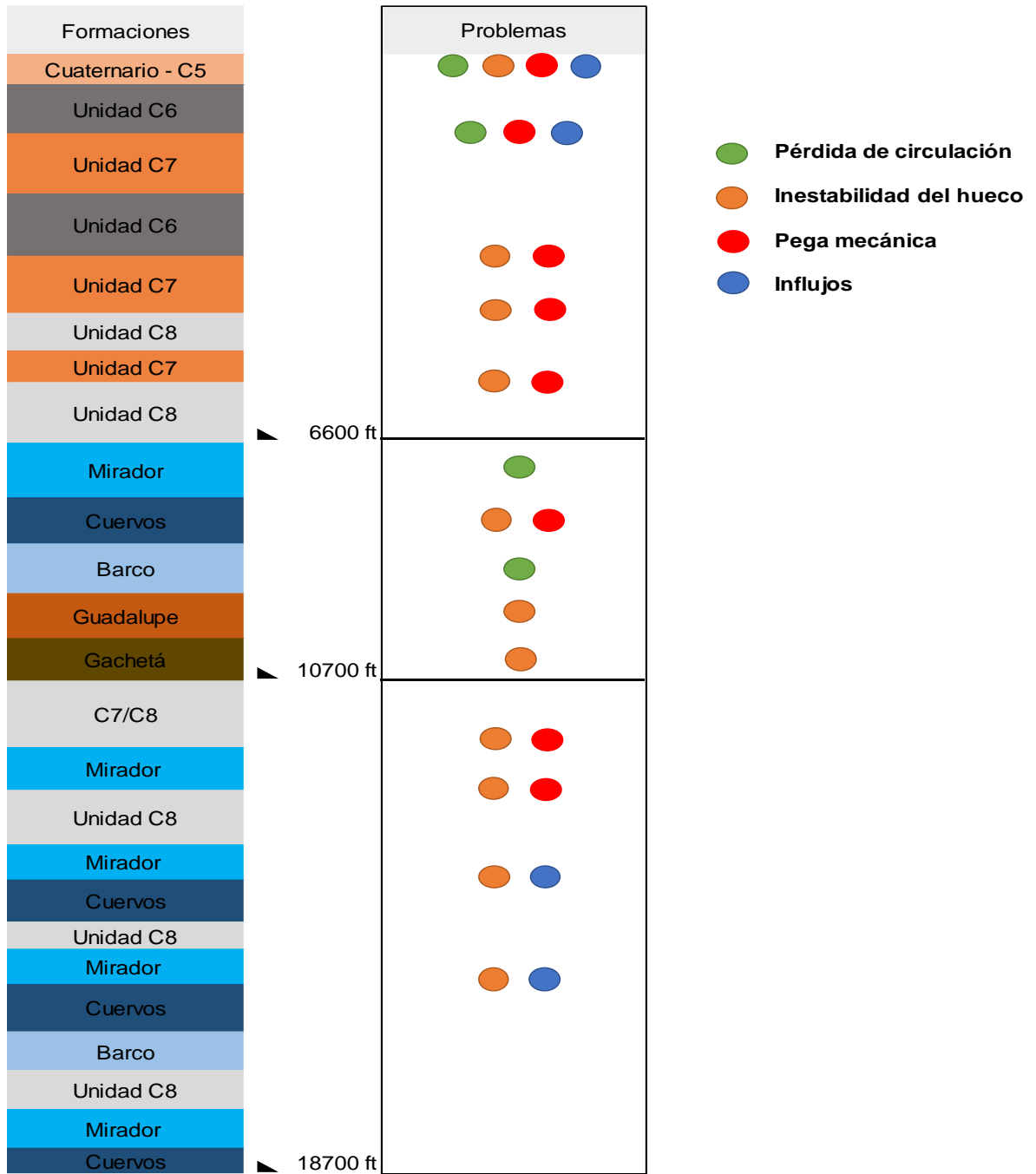
En la fase intermedia se ubican las formaciones Mirador, Curvos, Barco, Guadalupe, Gachetá. Mirador y Barco están compuestas por arenas permeables por lo cual es posible la aparición de pérdidas de circulación mientras son perforadas. La formación Cuervos se caracteriza por tener lutitas inestables y presenta el riesgo de pegas por empaquetamiento. Guadalupe y Gachetá es un intervalo formado por intercalaciones de lutitas y arenas presentando también tendencia a la inestabilidad del hueco.

Finalmente, en la fase de producción de esta subcuenca, en la secuencia C8 – Mirador superior – C8 se presenta inestabilidad de lutitas y pegas por empaquetamiento, mientras que en la sección inferior de la columna estratigráfica puede ocurrir inestabilidad de lutitas en Cuervos y C8 que están asociadas a altas velocidades anulares junto con las bajas viscosidades del lodo producido por flujo turbulento.³⁰ También se pueden presentar influjos y existe un riesgo leve de pérdidas de circulación.

En la figura 32 se puede apreciar un resumen de la ubicación de los problemas operacionales que se presentan durante la perforación de un pozo en el piedemonte llanero.

³⁰ VEGA, Lucia. Op, cit, p. 113.

Figura 32. Ubicación de problemas operaciones en el Piedemonte Llanero.



4. PROCEDIMIENTO PARA REACCIONAR ANTE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS FRECUENTES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS VERTICALES

4.1 WELL CONTROL

4.1.1 Definición. Una surgencia, también conocida como influjo, amago, aporte, fluencia o kick, se caracteriza por la entrada de fluidos de la formación, bien sea petróleo, gas o agua salada, siendo esto no deseado pues se pueden generar una serie de eventos críticos que ponen en riesgo las actividades de perforación. Ocurre cuando la presión de poro es mayor a la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo en el pozo y cuando la formación es lo suficientemente permeable como para permitir el ingreso de dichos fluidos.

En caso que se presente un influjo, este debe ser tratado con el mayor cuidado posible, razón por la cual la locación debe contar con un arreglo BOP's (Blowout Preventer) capaz de soportar las presiones previstas según el plan, además el equipo debe tener bombas con capacidad para circular los influjos, línea de matar y choke que permitan caudales apropiados para permitir controlar la expansión del gas y mantener la presión de fondo constante y de esta forma impedir futuros influjos. No solo se requiere de los equipos, sino también de personal capacitado para actuar de forma eficaz y eficiente ante esta eventualidad, conocedor de las posibles causas, atento a los parámetros de perforación que indican la presencia de un influjo y en caso de ser necesario cerrar el pozo, tener claro el procedimiento establecido por la compañía, todo con la finalidad de mantener la operación segura y llegar al objetivo final que se ha planteado.

Si la surgencia es reconocida y controlada a tiempo, puede ser fácilmente manipulada y expulsada del pozo en forma segura, si es mal manejada se presenta

un reventón o blowout en el cual se producirá un flujo descontrolado del fluido del pozo manifestándose en superficie de forma violenta.

4.1.2 Causas. Es poca la probabilidad de realizar una perforación sin la amenaza de una surgencia, por lo general estas se van a presentar y puede ser en cualquier momento y a cualquier profundidad, ya sea por una mala acción por parte de la cuadrilla o por las presiones anormales encontradas al atravesar una zona; sin embargo, la condición que genera una surgencia siempre es la misma: una presión hidrostática ejercida por el lodo menor a la presión de la formación. Las causas más comunes de los influjos se muestran a continuación, teniendo en cuenta que el problema puede surgir por una o la combinación de varias de estas.

Densidad insuficiente de fluido. La densidad del lodo es el principal elemento para controlar un pozo, cuando la presión hidrostática ejercida por este fluido es menor que la presión de la formación se presenta una situación de desequilibrio en la cual los fluidos contenidos en la formación pueden ingresar al pozo.

Llenado deficiente del pozo. Cuando la sarta de perforación está siendo extraída del hueco, el nivel de fluido en el anular disminuye dado el volumen de acero retirado que causa una reducción en la presión hidrostática del pozo, por tal razón se deben hacer los cálculos pertinentes para determinar la cantidad de lodo que se debe ir enviando al pozo durante el pulling de las herramientas del fondo a superficie.

Pistoneo. Ocurre cuando la tubería se extrae a altas velocidades, que el lodo no llega a deslizarse hacia abajo entre la tubería y la pared del pozo, con lo cual se genera una disminución en la presión de fondo permitiendo que fluido de formación alimente este vacío hasta que la falta de presión pare; este evento es comúnmente conocido como pistoneo. Para prevenir esta condición, se debe tener en cuenta los programas de velocidades máximas de bajada y sacada de tubería establecida por la compañía.

Pérdida de circulación. La pérdida del nivel se lodo en el hueco, se debe sobrepaso de la presión hidrostática respecto a la presión de fractura de la formación, generando la aparición de canales o fracturas por donde el lodo se pierde, como resultado la hidrostática cae y ya no es capaz de evitar la entrada de fluidos al pozo. Se debe tener en cuenta que puede ocurrir una pérdida de circulación aun cuando no se ha excedido la presión de fractura de la formación, esto ocurre cuando se atraviesan zonas cavernosas, falladas, agrietadas o fisuradas que pueden tomar todo el lodo del pozo.

Presiones anormales. Las presiones anormales se pueden hallar en cualquier área donde el gradiente de presión es mayor que el gradiente normal y por tanto, mayor que la presión hidrostática del lodo, permitiendo así el ingreso de fluidos. La presión anormal también conocida como geopresión puede desarrollarse en una zona que está cargada por presiones provenientes de proyectos de inyección tales como inyección de vapor, agua, altas temperaturas, CO₂ o gas, también por una mala operación de cementación en la que se presenten fallas o fugas en el casing, o por trabajos excesivos de fracturamiento hidráulico.

Obstrucciones en el pozo. Cuando existe una obstrucción en el pozo, sea un empaque, un tapón de cemento o un puente en el pozo, se debe realizar la perforación en ese sector con sumo cuidado teniendo en cuenta que puede haber una presión atrapada debajo que podría resultar un influjo. Se hace necesario identificar el punto donde se presenta una obstrucción y dar avisar a la cuadrilla para realizar la operación de forma segura y se esté preparado ante la ocurrencia de un influjo actuando inmediatamente.

4.1.3. Indicadores. La cuadrilla de perforación debe atenta a los indicadores que pueden advertir que el pozo está fluyendo, para de esta manera detectar una surgencia en sus inicios y reaccionar a tiempo. Se debe ejercer una permanente vigilancia a cada una de las siguientes señales, que van a dar aviso sobre la aparición de este problema.

Incremento en el caudal de retorno. Este indicador es el primero en identificarse. La bomba funciona a una velocidad según los strokes por minuto (SPM) establecidos por el perforador, desplazando una cantidad fija de lodo al pozo. En condiciones normales la tasa de entrada de fluido de perforación al pozo es igual a la tasa de retorno por el anular y se mantiene constante mientras no se modifiquen las condiciones de operación de la bomba. En la línea de flujo de retorno, se instala un instrumento calibrado que detecta cualquier cambio de flujo. Si mide un mayor caudal que el que se está bombeando al pozo entonces existe un aporte adicional el cual es proveniente de la formación, con lo cual el pozo puede fluir.

Incremento en el volumen de los tanques. Cuando ocurre un incremento en el volumen de los tanques, se debe comprobar que este no sea producto de la preparación o movimiento de lodo de los tanques de reserva, entonces este aumento corresponde a fluido aportado por la formación. En campo se cuenta con un sistema totalizador de volumen de tanques (PVT) que contabiliza el volumen total de lodo en el sistema de lodo activo, manteniendo el control del mismo, pues cualquier aumento o pérdida de fluido es advertido mediante alarmas sonoras que se activen advirtiendo al personal el taladro de esta situación.

Flujo del pozo con bombas apagadas. Siempre que se detecte un quiebre en la penetración, bien sea que aumente o disminuya, es recomendable que el perforador detenga la operación y realice una prueba de flujo. Si el flujo cesa, entonces se podrá reiniciar la perforación, pero si el flujo persiste después del tiempo usual del impulso de la circulación, entonces se debe asumir que la formación está en surgencia y el pozo debe ser cerrado.

Disminución de presión de bomba y aumento de la velocidad de la bomba. Cuando fluido proveniente del yacimiento ingresa al pozo, se genera una disminución de la presión hidrostática a causa de la reducción de la densidad del lodo y el efecto del tubo en U, que junto con la expansión del gas hacia arriba, hace que la presión de bombeo disminuya y la velocidad de la bomba aumente. La indicación inicial en superficie podrá ser un aumento instantáneo en la presión de la

bomba que difícilmente es identificado pues sucede en un periodo de tiempo muy corto.

Esta situación no es únicamente debida a un amago de reventón, también puede suceder por ejemplo cuando ocurre taponamiento de la succión de la bomba, aire en las líneas, falla en algún componente de las bombas, caída de boquillas, hueco en la tubería, entre otras. De todas formas, sin importar la razón, siempre es mejor asumir que hay un amago y revisar flujo.

Cambios en la rata de perforación. Este es uno de los indicadores más fáciles de detectar por parte del perforador. Cuando se incrementa considerablemente la rata de penetración (ROP) sin haber variado las condiciones de perforación actuales, ni haber cambiado el tipo de formación que se está atravesando, existe el riesgo de presentarse un influjo.

Cambios en la temperatura en el lodo de retorno. Cuando hay una entrada de fluido del yacimiento al pozo, la temperatura del fluido de retorno sufre un descenso, esta situación puede ser detectada cuando se lleva un control estricto sobre dicho parámetro.

Apariencia de los ripios de perforación. El conocimiento de la forma y cantidad de los cortes generados cuando se atraviesan las diferentes formaciones es importante, pues por medio de estos puede ser detectada un amago de reventón, con lo cual verificar constantemente las zarandas será fundamental para identificar el cambio. Una zaranda empastada, es decir, cubierta con esquirlas de arcilla puede ser un indicio de presión de fondo más alta y de ahí se puede generar una advertencia de una posible surgencia.

Aumento del torque de rotación. En la medida en que avanza la perforación y se aumenta en profundidad, el torque aumenta, sin embargo, en zonas de transición donde las presiones de formación pasan a ser anormales, se evidencia un mayor aumento de este parámetro resultado de grandes cantidades de recortes de lutitas que caen al fondo del pozo, aprisionando la broca e impidiendo su rotación. De esta

manera, un aumento del torque puede ser un buen indicador de presión de formación creciente y de una potencial surgencia.

Variaciones en el peso de la sarta. El lodo de perforación favorece la flotación, lo que significa que sostiene parte del peso de la sarta. Mientras más pesado es el lodo, mayor es la flotación proporcionada y por tanto mayor el peso que sostiene. Cuando ocurre una surgencia y los fluidos son menos densos que el fluido del pozo, se reduce su capacidad de flotabilidad resultando en un aumento en el peso de la sarta que puede ser observado por el perforador a través del indicador de peso.

4.1.4 Procedimientos de control de flujo. La revisión de flujo es una práctica común y debe hacerse cada vez que se detecta un indicador de amago de reventón. Consiste en observar el comportamiento del pozo con las bombas apagadas para determinar si está fluyendo y si existe una surgencia.

Este control puede ser realizado por cumplimiento de las políticas de la compañía operadora antes de comenzar a sacar la sarta del pozo o antes de quebrar el ensamblaje de fondo. También se puede realizar por juicio del perforador o pedido del supervisor, el ingeniero de lodos o personal del taladro cuando se detecten una o varias de los indicadores de influjos expuestos anteriormente.

El procedimiento para la revisión del flujo se puede llevar a cabo durante la perforación o en viajes de tubería, a continuación se detalla el procedimiento a seguir en cada caso.

4.1.4.1 Procedimiento de control de flujo durante la perforación. Si después de realizar el siguiente procedimiento se tienen dudas sobre si el pozo está fluyendo o no, se debe proceder a cerrar el pozo.

Tabla 21. Procedimiento de control de flujo durante la perforación.

1. Alertar al personal de turno.
2. Detener la rotación.
3. Levantar la sarta hasta tener la flecha a la altura de quiebre
4. Suspender el bombeo desde la consola de operación desactivando el embrague de la, o las bombas de lodo.
5. Verificar si hay flujo en el pozo.

4.1.4.2 Procedimiento de control de flujo durante una maniobra o viaje. Estas actividades deben realizarse con altos márgenes de seguridad de modo que garanticen el control total de las presiones de la formación mientras se introducen o extraen las tuberías de modo tal que no se disminuya la columna hidrostática generada por el lodo. Al realizar el pulling de tubería se deben tener presente una serie de medidas preventivas para evitar generar una surgencia, tales como: Determinar el volumen de llenado del pozo al sacar tubería, de acuerdo a su diámetro y peso por unidad de longitud, extraer la tubería a una velocidad moderada la cual debe estar en función del diámetro de las tuberías, de la broca, y el casing, para evitar los efectos de succión en zonas críticas del pozo, entre otras. Cuando se ingresa tubería al hueco también es necesario determinar el volumen de fluido que será desplazado y de igual manera la actividad debe realizar a una velocidad moderada para no causar pistoneo dentro del pozo que puede inducir a una pérdida de circulación hacia la formación y resultar finalmente en una surgencia.

En la tabla 22 se muestra el procedimiento a seguir en caso para verificar el flujo si se estaba realizando un viaje durante la operación.

Tabla 22. Procedimiento de control de flujo durante una maniobra o viaje.

1. Alertar al personal de turno.
2. Colocar las cuñas de modo que la última unión de la herramienta quede a nivel (3 pies) normal de trabajo sobre el nivel del piso de perforación.
3. Colocar la válvula de seguridad de apertura plena en la posición de abierta.
4. Verificar si hay flujo

Nota: Realizar la verificación de flujo antes de extraer el BHA.

4.1.5 Procedimientos de cierre del pozo. Después de verificar que existe flujo del pozo con las bombas apagadas, se debe realizar el procedimiento de cierre el cual va a depender de las políticas de la empresa, el tipo de equipo en superficie y la cantidad de personas de la cuadrilla de perforación, sin embargo, los puntos básicos sobre el cierre del pozo son los mismos y no cambian; debe cerrarse un preventor para detener el flujo y siempre, sea cual sea el procedimiento seleccionado, estos deben ser difundidos, conocidos y practicados con el objetivo de proteger al personal de lesiones, detener el influjo, ganar tiempo para matar el pozo y leer las presiones de cierre y ganancia de fluido.

Además de contar con personal capacitado, es necesario conocer los límites máximos permisibles de presión en superficie, la presión reducida de circulación, la presión y gasto óptimo en la bomba acumuladora de presión para operar el sistema superficial de control de pozo y tener a la mano la hoja de control la cual debe ser diligenciada con toda la información.

4.1.5.1 Procedimiento de cierre con tubería en fondo del pozo. Si se realiza un cierre duro, el estrangulador y la HCR, o las válvulas de seguridad, se colocan en posición cerrada durante las operaciones normales. Al ocurrir una surgencia con la

tubería en fondo se puede seguir el procedimiento descrito en la tabla 23. La principal ventaja de este tipo de cierre es que el volumen de la surgencia que ha ingresado se mantiene pequeño, debido a que el pozo se cierra rápidamente. Una desventaja es que en algunos casos no es posible observar la presión del anular, dado que las válvulas de línea del estrangulador están cerradas.

Tabla 23. Procedimiento de cierre con la tubería en fondo.

| CIERRE DURO (Estrangulador cerrado) | CIERRE BLANDO (Estrangulador abierto) | CIERRE MODIFICADO (Estrangulador cerrado) |
|--|--|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Abrir la válvula de la línea del conjunto BOP (HCR) 2. Cerrar el preventor de reventones designado. Y notificar al personal de la compañía operadora. 3. Leer y registrar la presión SIDPP y SICP cada minuto y establecer el volumen de ganancia en los tanques. | <ol style="list-style-type: none"> 1. Abrir la válvula de la línea del estrangulador del BOP (HCR). 2. Cerrar el preventor de reventones designado. 3. Cerrar el estrangulador verificando que la presión no exceda el límite que el revestidor puede soportar y notificar al personal de la compañía operadora. 4. Leer y registrar la presión SIDPP y SICP cada minuto y establecer el volumen de ganancia en los tanques. | <ol style="list-style-type: none"> 1. Cerrar el preventor de reventones designado. 2. Abrir la válvula de la línea del estrangulador del BOP (HCR) y notificar al personal de la compañía operadora. 4. Leer y registrar la presión SIDPP y SICP cada minuto y establecer el volumen de ganancia en los tanques. |

Fuente: WELL CONTROL SCHOOL - WCS. Manual de Control de Pozos. Harvey, Louisiana: Moss LANE. 2003.

Si se usa un procedimiento de cierre blando, el estrangulador se abre completamente para las operaciones normales y al presentarse una surgencia

mientras se está perforando puede usarse el procedimiento descrito anteriormente. La principal desventaja de este procedimiento respecto a un cierre duro es que requiere de más pasos y tiempo, que podría resultar en un ingreso mayor de fluidos de la formación, sin embargo, en este caso la lectura de presión de cierre en el anular si es fiable, razón por la cual algunos operadores la prefieren.

Adicionalmente se tiene un cierre producto de la combinación de los 2 anteriores, este es el cierre modificado en el cual el estrangulador se coloca en posición cerrada durante las operaciones normales de perforación.

4.1.5.2 Procedimiento de cierre al bajar o sacar tubería. Tanto el cierre duro, como el blando y el modificado lo que primero se realiza es instalar la válvula de seguridad de pasaje pleno, en posición abierta y cerrarla. El procedimiento durante un viaje se observa en la tabla 24.

4.1.6 Métodos de control de pozo. El objetivo de cualquier método de control de surgencia es ahogar el influjo y poner el pozo bajo control. Existen diversos métodos dentro de los cuales se destacan el del perforador, esperar y densificar y el concurrente por ser los frecuentemente más utilizados en la industria, sin embargo existen otros métodos (volumétrico, circulación inversa y Bullhearding) los cuales no serán tratados en profundidad.

Cualquiera que sea el método seleccionado, se tiene como finalidad remover los fluidos de la surgencia y llenar el pozo con lodo de suficiente densidad para ejercer presión igual o superior que la presión de la formación sin exceder la presión de fractura.

Tabla 24. Procedimiento de cierre durante un viaje.

| CIERRE DURO (Estrangulador cerrado) | CIERRE BLANDO (Estrangulador abierto) | CIERRE MODIFICADO (Estrangulador cerrado) |
|--|---|--|
| <p>1. Instalar la válvula de seguridad de pasaje pleno, en posición abierta, cerrar la válvula.</p> <p>2. Abrir la válvula de la línea del estrangulador (HCR).</p> <p>3. Cerrar el preventor de reventones designado y notificar al personal de la compañía operadora.</p> <p>4. Levantar e instalar el vástago kelly o una cabeza de circulación, abrir la válvula de seguridad. Si no está usando una válvula de retención, asegurarse que el equipo de superficie esté lleno antes de abrir la válvula de seguridad.</p> <p>5. Leer y registrar la SIDPP SICIP cada minuto y establecer el volumen de ganancia en los tanques.</p> | <p>1. Instalar la válvula de seguridad (FOSV) en posición abierta, cerrar la válvula.</p> <p>2. Abrir la válvula de la línea del estrangulador (HCR).</p> <p>3. Cerrar el preventor de reventones designado.</p> <p>4. Cerrar el estrangulador mientras se observa la presión de la tubería de revestimiento para asegurarse que no se excedan los límites de presión que soporta el casing o la formación y notificar al personal de la compañía.</p> <p>5. Recoger e instalar el vástago kelly o la cabeza de circulación, abrir la válvula de seguridad (FOSV). Si no se está usando flotador, asegurarse que el equipo de superficie esté lleno antes de abrir la válvula de seguridad.</p> <p>6. Leer y registrar la SIDPP SICIP cada minuto y establecer el volumen de ganancia en los tanques.</p> | <p>1. Instalar la válvula de seguridad (FOSV) en posición abierta, cerrar la válvula.</p> <p>2. Cerrar el preventor de reventones designado.</p> <p>3. Abrir la válvula de la línea del estrangulador (HCR) y notificar al personal de la compañía operadora.</p> <p>4. Levante e instale el vástago kelly o una cabeza de circulación, abra la válvula de seguridad. Si no se está usando una válvula de retención, asegurarse que el equipo de superficie esté lleno antes de abrir la válvula de seguridad.</p> <p>5. Leer y registrar la SIDPP SICIP cada minuto y establecer el volumen de ganancia en los tanques.</p> |

Fuente: WELL CONTROL SCHOOL - WCS. Manual de Control de Pozos. Harvey, Louisiana: Moss LANE. 2003.

A continuación se describirán los procedimientos y consideraciones de los principales métodos usados en la práctica, dentro de los cuales se incluyen: del perforador, esperar y densificar los cuales serán incluidos en la programación del software.

Los 2 comparten el mismo principio básico que consiste en mantener la presión de fondo del pozo constante durante el transcurso la operación de control, esto se logra circulando el fluido de perforación a una velocidad de bomba también constante a través del estrangulador y operando el estrangulador apropiadamente cuando sea necesario ajustar la contrapresión ejercida en el pozo.

Las 2 metodologías también requieren una presión de circulación final constante después que el lodo de densidad de ahogue alcance la broca. Las diferencias entre los mismos radica en cuándo hay que circular la surgencia y sacarla del pozo, y cuándo bombear el fluido de control si se ha decidido que se matará el pozo, además del modo de hacerlo, es decir si es necesario aumentar el peso del lodo

4.1.6.1 Método del perforador. También conocido con el nombre de método de la doble circulación, es sencillo, directo y es ideal para ser aplicado durante las maniobras (viajes). Este método puede causar presiones algo más elevadas en la tubería de revestimiento respecto de otras técnicas y requiere más tiempo para ahogar el pozo. Se emplea cuando no se necesitan o no están disponibles los materiales para incrementar el peso del lodo, cuando se tengas recursos limitados de personal y/o equipos, cuando la presión de fractura en el zapato es muy baja y el pozo debe permanecer cerrado por mucho tiempo con la presión de formación atrapada en el anular. No se usa a menudo en aquellos pozos donde se anticipa o se espera que habrá pérdida de circulación.³¹

³¹ WELL CONTROL SCHOOL - WCS. Manual de Control de Pozos. Harvey, Louisiana: Moss LANE. Capítulo 7. 2003. p. 129.

Una vez cerrado el pozo y registradas las presiones de cierre SIDPP y SICP, junto con el volumen de ganancia en los tanques, se procede a extraer los fluidos que entraron al pozo mediante el lodo de perforación existente en las piscinas.

A continuación se presenta el procedimiento de este método:

Tabla 25. Procedimiento de control de pozo. Método del perforador.

- El pozo está cerrado y ya se ha registrado las presiones de la tubería de perforación (SIDPP) y de la tubería de revestimiento (SICP).
- Abrir el choque e iniciar la circulación con el lodo actual manteniendo la presión en el revestimiento constante. Ir aumentando lentamente el caudal hasta que la bomba esté en la tasa seleccionada de control de pozo. Nota 1.
- Cuando la velocidad de la bomba ha alcanzado la tasa de control de pozo, registrar la presión de la tubería de perforación y mantenerla constante haciendo los ajustes necesarios al estrangulador. En ese momento recibe el nombre de presión de circulación o presión inicial de circulación. Nota 2.
- La presión en la tubería de perforación y la velocidad de la bomba se deben mantener constante hasta que la surgencia haya sido circulada y esté fuera del pozo. Nota 3.
- Luego se cierra el pozo y se incrementa el peso del fluido. Nota 4.
- Se prepara un fluido más pesado y se empieza la circulación de nuevo. Abrir el choque y prender la bomba, manteniendo constante la presión de cierre en el revestimiento, aumentar la tasa de bombeo hasta alcanzar la presión inicial de circulación.

Tabla 25. Continuación.

- Cuando la tubería de perforación se llenó con el fluido pesado, la presión de circulación ha ido cambiando gradualmente hasta la presión final de circulación (FCP), esta se debe mantener constante hasta que el espacio anular haya sido desplazado con el fluido de control a superficie. Nota 5.
- Parar las bombas, cerrar el choque y verificar si el pozo está controlado. Nota 6.
- Abrir el choque y el preventor anular, cerrar la válvula hidráulica, llenar el pozo y observar flujo.

Fuente: WELL CONTROL SCHOOL - WCS. Manual de Control de Pozos. Harvey, Louisiana: Moss LANE. Capítulo 7. 2003. & ECOPETROL. Manual de operaciones de perforación. Versión 1. 1994.

Nota 1. Si la rata de bombeo varía sin que ocurran cambios en la presión del casing el tubo en “U” está desbalanceado, esperar que haya una estabilización en la lectura del caudal.

Nota 2. La ICP debería ser igual a la suma de la SIDPP y la presión de la tasa de control de pozo de la bomba.

Nota 3. A medida que se está circulando la surgencia, mantener la presión de la tubería de perforación según la presión programada. En los amagos de gas, al salir del pozo, tanto la presión de la tubería de revestimiento y la presión de la tubería de perforación empezarán a disminuir a medida que la surgencia empieza a pasar por el estrangulador. Se hace necesario ajustar rápidamente el estrangulador para que la presión del casing restablezca su valor al que tenía antes de la entrada de gas al estrangulador, posterior a esto, dejar pasar suficiente tiempo de retraso mientras la presión de la tubería se incremente y estabilice.

Si se ha sacado todo el influjo, la hidrostática en el espacio anular debería ser igual a la hidrostática en la sarta de perforación. Ambas presiones deben ser aproximadamente iguales, cerca del valor original de la SIDPP. Si no son similares, lo más probable es que haya ingresado otro influjo al pozo.

Nota 4. Densificar el lodo para la segunda circulación no siempre es necesario, se deben revisar cálculos y analizar la situación, pues puede que sólo con retirar el influjo y mantener el peso del lodo ya se suficiente para mantener una presión hidrostática mayor que la presión de la formación. A medida que el fluido de control se bombea por el espacio anular, un incremento en la presión hidrostática hace incrementar la presión de la tubería de perforación. Se deben hacer los ajustes necesarios al estrangulador para mantener la FCP.

Nota 5. Cuando el lodo pesado empieza a subir por el anular, la presión en el revestimiento debe comenzar a bajar hasta llegar a cero cuando el lodo alcanza la superficie.

Nota 6. Al cerrar el pozo por tercera vez (luego de que el fluido pesado ha llegado a superficie) las SIDPP y la SICP deberían ser cero, de esta manera se comprueba que el pozo está controlado; en caso de no ser así, empezar a circular de nuevo.

4.1.6.2 Método de esperar y densificar. También conocido como método del ingeniero. A diferencia del método anterior, las dos circulaciones requeridas son combinadas en una sola, es decir, mientras el lodo pesado o de matado es circulado, el influjo es evacuado simultáneamente del pozo.

En general, respecto a los demás métodos de control, en este caso se mata la surgencia en el tiempo más corto y se mantiene las presiones del pozo y de la superficie en rangos más bajos. Es recomendando su uso cuando se tienen buenas instalaciones de mezclado para pesar el fluido, cuadrillas completas y ayuda adicional de la supervisión, que generalmente ocurre en operaciones onshore

profundas o geopresurizadas. A continuación se detalla el procedimiento de esperar y densificar:

Tabla 26. Procedimiento de control de pozo. Método de esperar y densificar.

- Cerrado el pozo después de una surgencia y se registrada la información sobre la SIDPP, SICP estabilizadas y el volumen de ganancia en los tanques, el primer cálculo es el de la densidad del fluido de control.
- El resto de la hoja de trabajo (número de golpes de bomba para desplazar el fluido de la tubería desde la superficie hasta la broca y desde la broca hasta la Superficie, ICP, FCP) se completa mientras que se incrementa la densidad del fluido en las piletas o fosas activas. Nota 1.
- Cuando el lodo pesado está listo para circular, accionar las bombas y ponerlas a la velocidad de la tasa de control y abrir el choque simultáneamente para mantener la presión de la tubería de revestimiento constante. Nota 2.
- Una vez alcanzada la ICP, mantener la presión de la tubería de perforación de acuerdo con el cuadro o gráfica de presión elaborado abriendo o cerrando el choque. Se debe registrar cada ajuste en la presión. Nota 3.
- Cuando el fluido pesado alcanza la broca, mantener la presión de la tubería de perforación (o tubería) en la Presión de Circulación Final hasta que el fluido de control pesado regresa a la superficie. Nota 4.
- Parar la circulación, cerrar el pozo y verificar si está controlado. Nota 5.
- Abrir el pozo y observar flujo.

Fuente: WELL CONTROL SCHOOL - WCS. Manual de Control de Pozos. Harvey, Louisiana: Moss LANE. Capítulo 7. 2003. & ECOPEtrol. Manual de operaciones de perforación. Versión 1. 1994.

Nota 1. Graficar o tabular la cantidad de lodo bombeando (No. de golpes) desde superficie hasta la broca (horizontal), contra la presión de la bomba para cada volumen bombeando (vertical).

Nota 2. La velocidad de control del pozo no debería ser cambiada. Si se cambia, entonces se debe volver a calcular la presión de circulación inicial, intermedia y final en la hoja de trabajo. Es importante mantener la presión en el casing, puesto que si está disminuye mientras la bomba alcanza la velocidad, la presión en el fondo del pozo también caerá, arrojando como resultado un mayor influjo. Cuando la bomba haya alcanzado la velocidad de la tasa de control de pozo y se haya ajustado la presión de la tubería de revestimiento con el estrangulador a la misma presión que tenía antes de arrancar la bomba, el control se cambia a la presión de la tubería de perforación, que en este momento se llama la Presión de Circulación Inicial (ICP).

Nota 3. Durante el cuadro de tiempo o cantidad de golpes de la bomba que le lleva al fluido de control llenar la tubería de perforación, la presión de la tubería de perforación debería disminuir de la Presión de Circulación Inicial (ICP) a la Presión de Circulación Final (FCP).

Nota 4. En los amagos de gas al igual que en el método del perforado, primero la presión de la tubería de revestimiento y luego la presión de la tubería de perforación (después del tiempo de retraso para los cambios de un medidor a otro) empezarán a disminuir a medida que la surgencia empieza a salir por el estrangulador. Se hace necesario ajustar rápidamente el estrangulador o choque para que la presión del casing restablezca su valor al que tenía antes de la entrada de gas al estrangulador, posterior a esto, dejar pasar suficiente tiempo de retraso mientras la presión de la tubería se incremente y estabilice. Por regla general, se debe esperar 2 segundos de retraso por cada 1000 pies de profundidad.

Nota 5. Si las presiones de circulación no han caído por debajo de los valores programados y la surgencia ya no está, entonces se puede volver a cerrar el pozo. En ese momento las SIDPP y la SICP deberían ser cero, de esta manera se

comprueba que el pozo está controlado; en caso de no ser así, empezar a circular de nuevo. Para este nuevo caso revisar la densidad del lodo porque puede que no estuviera consistente en todo el pozo, o quizá haya otro influjo. Una vez controlado el pozo abrir la BOP, tener precaución pues podría haber presión atrapada debajo del BOP.

La hoja de matado a emplear en caso de presentarse este problema se encuentra en el anexo N, junto con las fórmulas requeridas por el perforador para completar la información.

4.2 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

4.2.1 Definición y descripción. Este problema es otro de los que mayores casos se reportan en la industria por su aparición durante la perforación, cuyo tratamiento puede generar grandes costos al proyecto. Se caracteriza por la pérdida de lodo de perforación hacia la formación, de modo que el fluido que retorna a superficie por el anular es menor o nulo respecto de volumen bombeado al pozo. Su aparición en algunos casos no impide el desarrollo de las actividades, pero si no se identifica a tiempo, ni se toman las medidas necesarias para su control, pueden surgir consecuencias severas e incluso resultar en la pérdida del pozo.

4.2.2 Clasificación de las pérdidas. Las pérdidas de circulación se pueden clasificar según la tasa de pérdida (velocidad con que se pierde el fluido hacia la formación), o según el volumen de fluido perdido (costos asociados al lodo) o el

tiempo que duró el tratamiento (tiempo no productivo generado por este inconveniente).³²

Las pérdidas seepage generalmente se producen por el flujo de fluido hacia los poros de la formación y no hacia las fracturas. Las pérdidas por filtración se asocian usualmente con la pérdida total de lodo en el sistema de redes de poros en el que aún no se ha desarrollado el revoque de filtración.³³

Tabla 27. Tipos de pérdida de circulación según la tasa de pérdida.

| TIPO DE PÉRDIDA | SEVERIDAD (bls/h) |
|-----------------|-------------------|
| LEVE O SEEPAGE | < 25 |
| PARCIAL | 25 – 100 |
| TOTAL | > 100 |

Fuente: CARREÑO, Wilson; MONTES Abraham. Curso Team WorkCoMan_CoManAssistant [Material académico]. Bucaramanga. 2017.

Tabla 28. Tipos de pérdida de circulación según el tiempo de tratamiento.

| TIPO DE PÉRDIDA | SEVERIDAD |
|-----------------|--|
| MENORES | 6 bls – 470 bls, o si se controlan en menos de 48 horas. |
| SEVERAS | Más de 470 bls, o más de 48 horas para tratarse. |

Fuente: ABBAS, R, JAROUJ, H., DOLE, S., JUNAI, H. Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación. Oilfield Review, SCHLUMBERGER. 2004.

³² COOK, John; GROWCOCK, Fred; GUO, Quan.; HODDER, Mike; VAN OORT, Eric. Estabilización para prevenir pérdidas de circulación. Oilfield Review, SCHLUMBERGER. 2012. p. 7.

³³ COOK, John; GROWCOCK, Fred; GUO, Quan.; HODDER, Mike; VAN OORT, Eric. *Ibíd.*, p.30.

Las pérdidas parciales requieren de un mayor cuidado que las leves, dado su mayor volumen perdido, lo cual exige mayores esfuerzos tanto humanos como económicos. Las pérdidas severas o totales son aquellas en las que no existe viaje de retorno del lodo de perforación a superficie.

También existe una clasificación para los tipos de pérdidas según la causa o el origen de las mismas, estas se dividen en naturales o inducidas.

4.2.3 Causas

Alto peso del lodo. Esta es la principal causa, el lodo ejerce una presión hidrostática mayor que la presión de la formación, que conlleva a fracturar la formación, generándose vías de flujo para la pérdida del fluido. La razón por la cual se presenta este hecho, alude a error de planeación del pozo, o la inadecuada lectura de las presiones de poro y de fractura de la formación, con lo cual el peso del lodo se manejó por fuera de la ventana segura.

Viajes de tubería a altas velocidades. Cuando se viaja en hueco abierto, se debe tener precaución al realizar los viajes de tubería, especialmente durante los primeros pies de iniciar el movimiento, puesto que al estar en hueco abierto se puede generar un efecto de pistoneo.

Excesivas tasa de penetración. La Velocidad de Penetración (ROP) excesiva para un caudal determinado resultará en una alta concentración de recortes en el fluido anular, causando una alta ECD.³⁴

Cambios bruscos en la tasa de circulación. Cuando se arranca o se apaga una bomba de forma rápida y brusca, se puede causar un aumento repentino en la presión que bien puede resultar en una pérdida de circulación.

Mala limpieza del lodo. La acumulación de recortes de perforación en el espacio anular producto de una mala circulación, genera una sobrecarga excesiva

³⁴ M-I & SAWCO, Drilling Fluid Engineering Manual. Houston Texas: Capítulo 14. Versión 2.0. 2001. p. 4.

incrementado la presión, si se supera la presión de fractura de la formación se da como resultado la pérdida del lodo.

Ubicación incorrecta del casing. Una mala ubicación de la tubería de revestimiento puede resultar en una pérdida de circulación, la cual sucede en el zapato.

Condiciones del pozo – Causas naturales. El fluido se va por los canales de flujo existentes como es el caso de las formaciones fracturas, con presencia de fluidos o cavernosas. La otra causa, que se debe a las propiedades intrínsecas de las formaciones que son atravesadas es el derrumbe de la pared de formaciones altamente permeables o poco consolidadas que aumentan la carga de sólidos en el anular incrementando la presión y fracturando las mismas. Este problema también puede surgir en formaciones depletadas o presionadas sub-normalmente.

4.2.4 Indicadores Normalmente las pérdidas se presentan en el fondo durante la perforación y fuera del fondo si se presentan durante un viaje.³⁵ El perforador debe estar atentos a los parámetros para identificar rápidamente la situación y notificar al equipo de trabajo, los indicadores que se pueden presentar son:

- Reducción de flujo de lodo hacia a superficie, que se puede evidenciar en los tanques lodos y en el sensor de return flow.
- Disminución el volumen del sistema activo (PVT).

³⁵ GARCÍA, Miguel; VÁSQUEZ, Darío. Análisis de tratamiento de pérdidas de circulación de fluidos de perforación durante la perforación de los pozos TR-18B Tr-4R y SV-5A. San Salvador: Universidad del Salvador [en línea]. p. 22. Disponible en: https://es.slideshare.net/nelsonmaytagomez/analisis-tratamiento-perdidascirculaciondefluidosen-perforacion-51658748?qid=f55de36f-5122-4d1b-a4a6-a5ea61b2bb76&v=&b=&from_search=1

- Incremento súbito en la ROP como consecuencia de encontrar una formación frágil, no consolidada, cavernosa o extremadamente porosa, acompañada por torque alto y errático.
- Caída en la presión. Esta caída puede ser mínima, pero es el primer indicador que debería ser observado en pantalla.

Es fundamental reaccionar a tiempo para controlar la pérdida y evitar que se generen problemas adicionales durante la operación, entre estos daños a la formación (reducción de la permeabilidad), pega diferencial de la tubería, colapso del hueco por inestabilidad (empaquetamiento) y en el peor de los casos un influjo a causa de la caída del nivel en el anular con lo cual disminuye la presión hidrostática y permite el ingreso de fluidos provenientes de la formación.

4.2.5 Medidas preventivas. Una buena planificación y prácticas de perforación apropiadas son la mejor forma de prevenir la aparición de este problema, estas son algunas medidas que se deben tener en cuenta desde el punto de vista operativo:

Evitar ser la causa de la pérdida, es decir, realizar las operaciones de perforación conforme lo establecido en el plan de perforación. También es necesario realizar pruebas leak off test (LOT) y de integridad de la formación (FIT) debajo de cada zapato de revestimiento con el fin de determinar la presión de fractura antes de proseguir con la perforación en una nueva sección.³⁶

En la medida de lo posible perforar con una densidad baja, sin embargo, cuando se vaya a perforar formaciones en las cuales se cree la existencia de fracturas cavernosas es necesario usar un lodo más pesado, siempre y cuando no se exceda la presión de fractura.

³⁶ DATALOG. Manual de perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. Versión 3. 2001. p. 137.

Revestir el pozo antes de entrar a perforar una zona con sobre-presión para de esta manera proteger las formaciones superiores de menor presión e incrementar el peso del lodo en las secciones más profundas para poder balancear las mismas y evitar tanto pérdidas como influjos.

Minimizar las presiones de fondo, por tal razón, durante los procedimientos de viaje se debe controlar la velocidad, de modo que no se excedan las velocidades críticas establecidas en el plan, con el fin de evitar presiones de surgencia excesivas. Cuanto más profundo sea el pozo, más lenta debe ser la velocidad de introducción de la tubería en el pozo, a medida que la profundidad de la broca aumenta.³⁷ La introducción rápida de la tubería o el ensanchamiento rápido durante la circulación también pueden generar grandes presiones de surgencia.

Una alta ROP aumenta la carga de recortes en el anular, razón por la cual se debe controlar dicho parámetro y circular antes de realizar las conexiones, cuando la ECD se aproxima a la presión de fractura. Mantener la concentración de recortes en el espacio anular por debajo de 4% para minimizar el efecto de los recortes sobre la ECD.³⁸

También es necesario encender y apagar las bombas mediante incrementos leves en la tasa de bombeo (SPM), evitar los amagos si es posible, controlar las propiedades del lodo dentro de los rangos establecidos y asegurarse de realizar una buena limpieza del hueco para mitigar las pérdidas.

4.2.6 Soluciones. Los perforadores verifican las pérdidas despegando la broca del fondo del pozo, desactivando todos los equipos de mezcla y de remoción de sólidos no esenciales, y verificando posteriormente los volúmenes de lodo con y sin circulación. Una vez que se establece la pérdida de un volumen de lodo de perforación, el operador debe decidir si repara las filtraciones o continúa la

³⁷ M-I & SAWCO. Op. cit. p. 5.

³⁸ M-I & SAWCO. Op, cit. p. 5.

perforación. Esta decisión depende en gran medida de los costos del fluido de perforación y del tiempo de equipo de perforación.

Parte fundamental para controlar una pérdida se basa en el trabajo en equipo, paciencia, comunicación y una buena metodología que debe ser previamente establecida para saber cómo reaccionar cuando se genere este problema y de esta manera enfocarse en el seguimiento de la misma. Se crea un árbol de decisiones que permite establecer un plan de acción en cada escenario de pérdida.

La técnica de sacar la tubería y esperar debe ser la primera técnica a emplear para tratar de restablecer retornos completos, esta consiste en levantar la broca hasta un punto seguro y el pozo debería permanecer estático durante un periodo de 4 a 8 horas.³⁹ Se monitorea el peso para detectar cualquier señal de intrusión de fluidos y cualquier riesgo de amago. Después del periodo de espera, buenas técnicas de perforación deben ser aplicadas para regresar al fondo del pozo minimizando las presiones ejercidas sobre las formaciones.

Si esto no resulta y el problema persiste, se opta por realizar ciertos procedimientos con la finalidad de minimizar el problema y hasta en algunos casos evitar futuras pérdidas. Probar reduciendo el peso del lodo, teniendo presente no perder el balance con las otras formaciones y surja un influjo no deseado. Otra opción es reducir la rata de circulación, esto hará que la ECD disminuya, aunque se debe tener presente mantener una buena limpieza del pozo. Adicionalmente se puede intentar minimizar la pérdida mediante el incremento de la viscosidad del lodo; un lodo más viscoso puede causar una reducción en la tasa de pérdida. Si después de modificar uno o varios de estos parámetros y las pérdidas persisten o no se reducen lo suficiente, se procede a enviar al pozo material de pérdida o Lost Circulation Material (LCM).

Este material es bombeado en píldoras, puesto que el LCM además de hacer más espeso el lodo tiende a taponar las fracturas por las cuales se está perdiendo el

³⁹ M-I & SAWCO. Op, cit. p. 11.

fluido hacia la formación. Identificar de manera anticipada las zonas ladronas es un factor determinante en el control de las pérdidas de circulación naturales, con el fin de determinar con anterioridad el material de pérdida de circulación a implementar o el tipo de píldora que se debe bombear para mitigar la pérdida.⁴⁰ Como a menudo se desconoce la apertura de las fracturas, es probable que el tamaño del LCM no sea adecuado para controlar la pérdida. Si es demasiado pequeño, se pierde a través de la formación y si son demasiado grandes, no van a penetrar las fracturas quedando las pérdidas sin asegurar; seguir siempre el árbol de decisiones establecido y trabajar en equipo.

Si ninguno de estos procedimientos funciona, como recurso final se toma la decisión de bombear cemento en la zona fracturada, esperando que selle la formación para seguir con la perforación, tratándose de pérdidas severas.

En la figura 33 se muestra el árbol de decisiones a seguir según el tipo de pérdida identificado cuando se hace necesario bombear LCM al pozo.

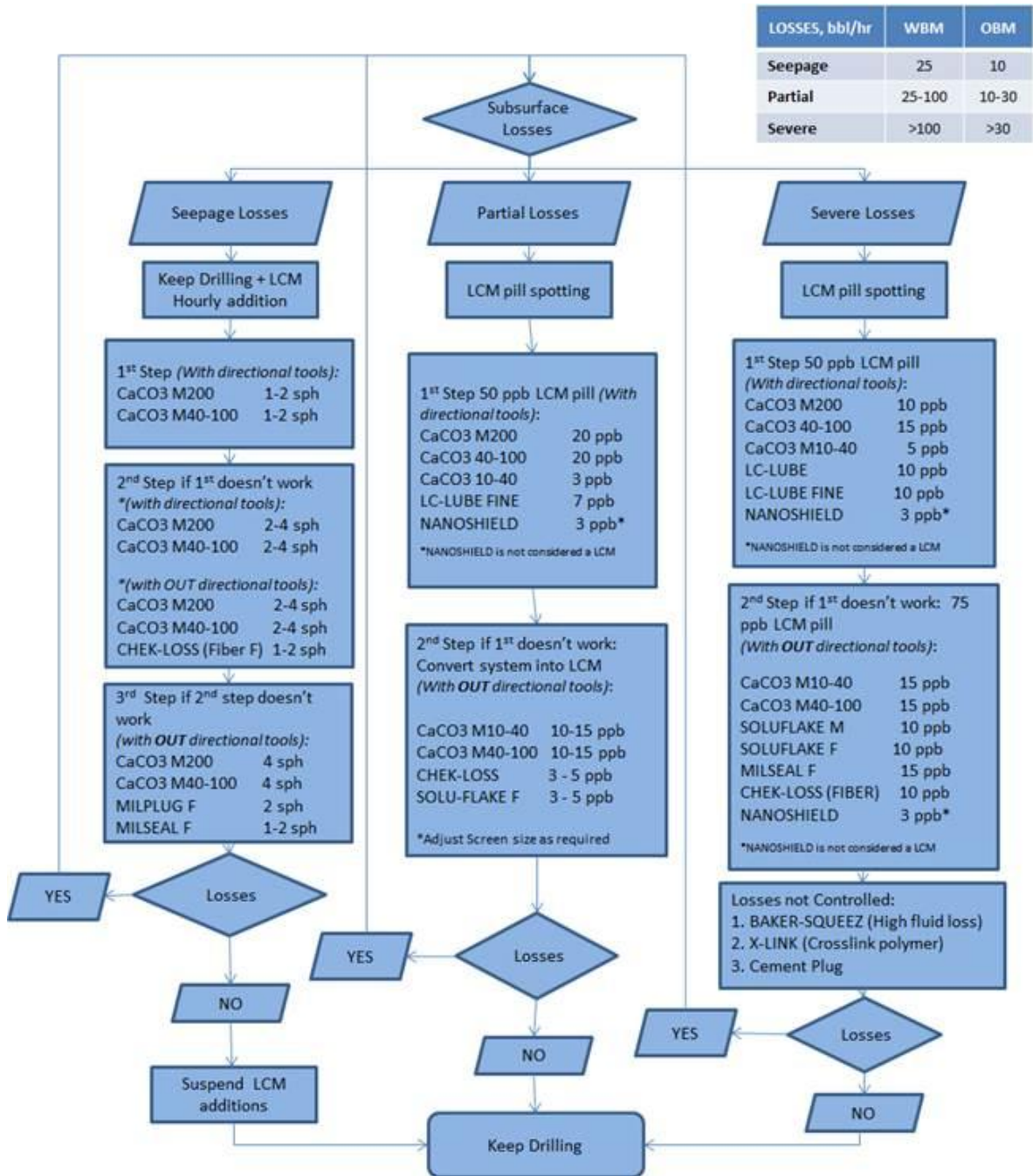
Una serie de acciones que no se deben hacer una vez identificada las pérdidas son:

Si se pierde a una rata considerable no dejar la sarta quieta, se puede pegar diferencialmente a la cara de la formación. No dejar la bomba puesta al máximo caudal, para evitar perder un mayor volumen que va a generar un aumento en los costos, adicionalmente este hecho aumenta la ECD en fondo con lo cual se está generando mayor presión.

Si se trata de una pérdida leve, no detenerse a espotear píldoras, esto conlleva a parar la perforación, preparar píldora y espotear lo cual aumenta tiempo y costos, además, al tratarse de una pérdida seepage los tanques no se van a secar si se le da un control adecuado a esta situación. Puede que al bajarle un poco al caudal se solucione el problema.

⁴⁰ PARRA, Julián. Evaluación técnica de nanomateriales como una solución a problemas operacionales durante la perforación. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2014. p. 57-59.

Figura 33. Árbol de decisiones para control de pérdidas de circulación.



Fuente: CARREÑO, Wilson; MONTES Abraham. Curso Team WorkCoMan_CoManAssistant [Material académico]. Bucaramanga. 2017.

Si se toma la decisión de bombear una píldora, no se debe dejar el BHA cubierto por la misma en el anular, se puede empaquetar. No dejar parte de la píldora por dentro de la tubería, cuando se apaguen las bombas y se vuelvan a prender las boquillas se han tapado y no se tiene forma de circular. Se deben hacer los respectivos cálculos para garantizar que la totalidad de la píldora ha salido del BHA y la tubería. No se debe bombear píldoras sin consultar las especificaciones de la herramienta direccional para evitar pegas. No deje caer el nivel anular, conduce a un problema de well control y no transmita el estrés al equipo de trabajo.

4.2.7 Material LCM ⁴¹ Los materiales de pérdida de circulación que se utilizan comúnmente en la industria incluyen fibras, granulares, escamas y mezclas entre ellos. Estos se encuentran disponibles en varios tamaños y longitudes, se adicional al lodo y se colocan en el fondo del pozo para ayudar a retardar la pérdida de lodo en las fracturas o zonas altamente permeables; deben ser insolubles e inertes al sistema de lodo que se utiliza.

Los fibrosos son materiales largos, delgados y flexibles, los granulares son materiales que tienen una forma gruesa y las escamas son materiales que tienen una forma delgada y plana, con una gran área de superficie. Una mezcla específica de alta resistencia que consta de partículas granulares (materiales de puenteo) fibrosas (materiales de sostén) y en escamas (material de sello).

⁴¹ AVILÉS, Ma. Cristina. Fortalecimiento de pozos durante la perforación “Stress cage” [en línea]. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México. 2013. p. 37-38. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/7581/Tesis.pdf?sequence=1>

Tabla 29. Clasificación de material LCM.

| FIBROSOS | GRANULARES | ESCAMAS |
|---|--|--|
| Caña de azúcar Semilla de algodón Fibras orgánicas Madera fragmentada Fibras vegetales Papel cortado Mazorca de maíz Fibra de madera | Cascaras de nuez (finas, medianas y gruesas) Carbonato de calcio (fino, mediano y grueso). Goma granulada Mármol molido Perlita expandida Gilsonita Grafito (grueso) | Mica (fina y gruesa) Celofán Plástico Madera Papel |

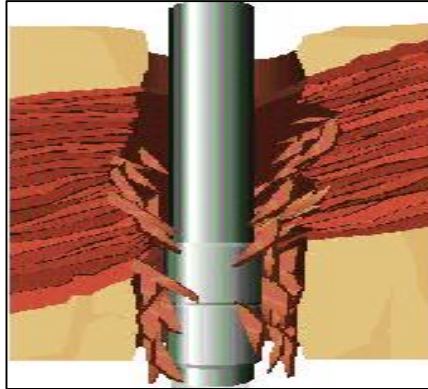
Fuente: AVILÉS, Ma. Cristina. Fortalecimiento de pozos durante la perforación “Stress cage” [en línea]. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México. 2013.

4.3 PEGA DE TUBERÍA POR EMPAQUETAMIENTO

4.3.1. Definición. El empaquetamiento es el mecanismo más frecuente que produce la mayoría de los problemas de pega mecánica de tubería en la perforación de pozos petrolíferos, es causado cuando los recortes no son retirados del pozo y se acumulan en éste, generalmente se depositan alrededor del Conjunto de Fondo (BHA), y la pegadura de la columna de perforación (Figura 34). Por tal razón la limpieza del hueco es de suma importancia.

4.3.2. Causas y medidas preventivas. A continuación, se nombran las causas de pega de tubería que están relacionadas con la estabilidad de las paredes del hueco, en los cuales cada mecanismo presenta un aumento en el volumen de los sólidos en el hueco, que al no ser retirados a tiempo pueden llevar a una situación de empaquetamiento, y, por consiguiente, en cada caso la limpieza del hueco es de vital importancia.

Figura 34. Recortes depositados empaquetamiento.



Fuente. HERNANDEZ.H. Procedimientos para pega de tubería. Departamento PAE-OXY.2006

Presión geológica de la formación (formaciones geopresionadas). La inestabilidad del pozo se produce por las tensiones en la pared del hueco que exceden los esfuerzos compresionales de la formación, haciendo que la roca falle y que caigan fragmentos de roca dentro del hueco. La falla del hueco da como resultado su ensanchamiento, lo cual conlleva problemas de limpieza.

Las formaciones de lutitas son más dadas a fallar que las arenas debido a sus menores esfuerzos compresionales. Es por esto que la inestabilidad de las paredes del hueco causada por lutitas que presentan sobrepresión sucede cuando la presión de poro de la formación excede la presión hidrostática del lodo y la roca cae dentro del hueco.

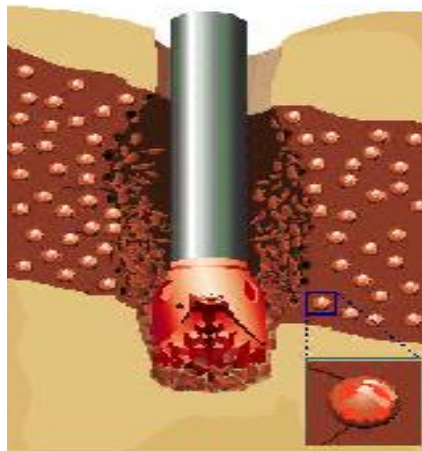
Según algunas consideraciones para prevenir este tipo de problemas son: ⁴²

- Mantener limpio el hueco. El incremento de la velocidad de circulación mejora la limpieza del hueco y ayuda a estabilizarlo por el incremento de ECD.

⁴² PRIDE. Procedimiento eventos no programados-operaciones en pega de tubería. 2005.

- Monitorear la presión de poro; una presión de poro mayor aumenta el potencial de inestabilidad y la necesidad de incrementar el peso del lodo.
- Incrementar el peso del lodo tan pronto como empiecen a verse los problemas. Se puede llegar a necesitar un peso de lodo mayor para estabilizar el hueco del que hubiera requerido inicialmente para prevenir la inestabilidad.

Figura 35. Presión geológica de la formación.

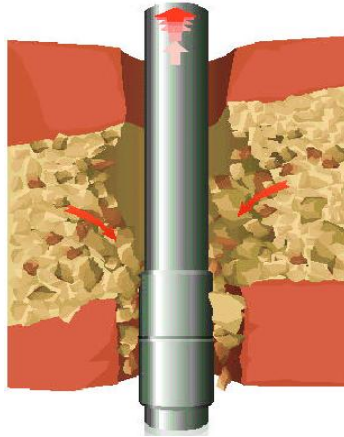


Fuente. HERNANDEZ.H. Procedimientos para pega de tubería. Departamento PAE-OXY.2006

Formaciones no consolidadas. Las formaciones no consolidadas generalmente se encuentran en la parte superior del hueco, son arenas sueltas, gravas y limolitas que pueden fluir dentro del hueco, con frecuencia ocurren en profundidades someras.

Incrementar el peso del lodo no soluciona directamente el problema, pero puede ayudar a la formación de torta, lo cual estabiliza las formaciones, una buena torta, más aún que un alto sobrebalance, es la clave para prevenir la inestabilidad y la pega de tubería. La limpieza del hueco y el peso del lodo pueden ayudar la situación.

Figura 36. Formaciones no consolidadas.



Fuente. HERNANDEZ.H. Procedimientos para pega de tubería. Departamento PAE-OXY.2006

Las siguientes son consideraciones prácticas para tener en cuenta: ⁴³

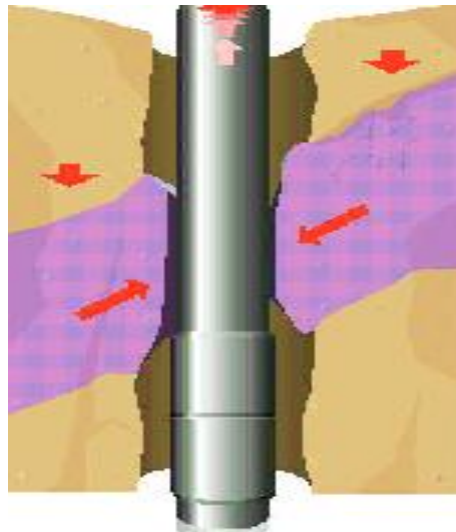
- El lodo debe diseñarse para formar una torta cohesiva, de baja permeabilidad.
- No exceder el caudal requerido para la limpieza del hueco, ya que la velocidad adicional puede erosionar la torta que se haya formado y perturbar la formación.
- Cuando sea posible, evitar rotar la broca o los estabilizadores frente a las formaciones no consolidadas. Ello puede causar remoción de la torta e inducir la inestabilidad.
- Viajar a través de formaciones problemáticas cuidadosamente para minimizar la remoción de la torta.
- Limpiar cualquier relleno en el fondo antes de continuar perforando. Los fondos arriba no son necesarios.
- Considerar la colocación de píldoras viscosas en la formación antes de continuar perforando. Esto le puede dar cierta cohesión a la formación.

⁴³ PRIDE. Ibíd.

Formaciones móviles. Las formaciones móviles son rocas extremadamente plásticas, que fluyen hacia el hueco cuando se está perforando. Las más comunes son la halita (sal), y las arcillas plásticas. Estas formaciones se deforman plásticamente y se deslizan dentro del hueco. El deslizamiento se puede prevenir o reducir incrementando el peso del lodo. El peso del lodo, los viajes de limpieza y el rimado pueden controlar la situación.

Las formaciones plásticas no son un problema importante en Colombia, aunque existen lechos delgados de carbón en la formación Carbonera que pueden actuar en forma plástica.

Figura 37. Formaciones móviles.



Fuente. HERNANDEZ.H. Procedimientos para pega de tubería. Departamento PAE-OXY.2006

Algunas consideraciones prácticas para tener en cuenta son: ⁴⁴

- Considerar el uso de brocas PDC excéntricas para perforar un hueco ligeramente ensanchado.

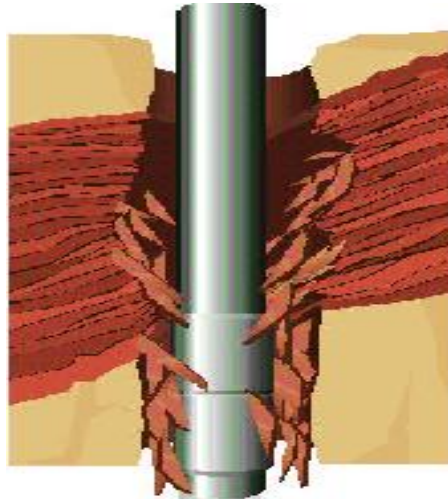
⁴⁴ PRIDE. Ibíd.

- Perforar con bajo peso sobre la broca y alta rotaria. Considerar el uso de un rimador con rodillos (roller reamer) en el BHA.
- Repasar cuando este bajando tubería. Repase cada sencillo o parada cuando esté perforando.
- Mantener la tubería en movimiento cuando esté en hueco abierto. Hacer regularmente viajes de limpieza. Establecer un tiempo máximo en lugar de una distancia entre viajes (ejemplo 12 o 18 horas).
- Incrementar el peso del lodo antes de penetrar formaciones conocidamente móviles. El mayor riesgo de quedarse pegado está en los primeros metros de la parte superior.
- Para liberar tubería en sal, bombear píldoras de agua dulce alrededor del BHA para disolver la sal y tensionar/martillar la tubería. Una vez libre, repase y acondicione el hueco.
- Para soltar la tubería de una arcilla, bombear píldoras base aceite y detergente o lubricantes, tensionar/martillar la tubería. Una vez libre, repasado y acondicionado el hueco.

Formaciones fracturadas y falladas. Los problemas de estabilidad relacionados con fracturas y fallas no se pueden prevenir, a lo mucho se pueden minimizar. No se puede garantizar, pero la inestabilidad puede desaparecer eventualmente a medida que el hueco se colapsa hasta una condición estable. El aumento del peso del lodo no tiene un efecto significativo sobre la estabilidad, y, bajo ciertas circunstancias, puede empeorar el problema. Las pérdidas en estas formaciones pueden inducir otros problemas de pega.

Muchas de las formaciones perforadas en el piedemonte Llanero están fracturadas y falladas. Cuando se perfora el pozo a través de estas formaciones, el hueco crea un espacio para que caiga la roca quebrada, algunos pedazos de estas rocas pueden ser de tamaño considerable.

Figura 38. Formaciones fracturadas y falladas.



Fuente. HERNANDEZ.H. Procedimientos para pega de tubería. Departamento PAE-OXY.2006

Se requieren buenas prácticas de perforación y limpieza del hueco para prevenir pega de tubería, algunas consideraciones importantes son: ⁴⁵

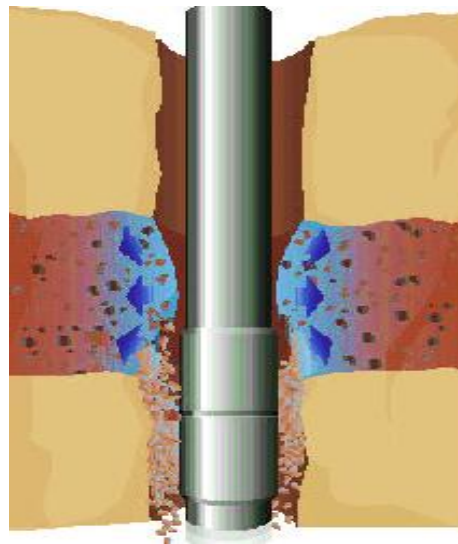
- Chequee constantemente el estado del hueco mientras esté perforando. Esté preparado para parar y circular antes de perforar a través de zonas de fuerte potencial de pérdida (ejemplo, una falla o una veta de carbón). Un anular limpio puede prevenir el empaquetamiento en el caso de pérdidas grandes.
- Lave y repase cuando esté bajando tubería y limpie el relleno antes de continuar perforando. Limite la velocidad de rotación cuando esté repasando para minimizar la perturbación de la formación. No es necesario tener fondos arriba antes de continuar perforando.
- Restrinja las velocidades de viaje a través de las formaciones fracturadas para minimizar su perturbación.
- Limite las presiones de circulación cuando este perforando para evitar inducir pérdidas.

⁴⁵ PRIDE. Ibíd.

- Si se produce una pega en una caliza, considere la posibilidad de bombear ácido clorhídrico inhibido si la sección fracturada es pequeña.

Formaciones reactivas. Las lutitas que contienen arcillas reactivas pueden reaccionar libremente con el filtrado del lodo, causando una deshidratación de las lutitas y un hinchamiento en las paredes del hueco. Esto puede conducir a embotamiento de brocas, estabilizadores y a viajes pegajosos, aunque el mayor problema es la gran cantidad de arcilla pegajosa que sube y tiende a taponar la línea de retorno (flow line). Este problema ocurre casi siempre con lodos base agua, pero puede ocurrir con base aceite si la salinidad de la formación es mayor que la fase acuosa del lodo. El cambio del peso del lodo tiene poco o ningún efecto en este problema.

Figura 39. Formaciones reactivas.



Fuente. HERNANDEZ.H. Procedimientos para pega de tubería. Departamento PAE-OXY.2006

El embotamiento de brocas y el hinchamiento de las lutitas se pueden experimentar en algunas secciones. Sin embargo, la gravedad del problema varía dramáticamente a través del campo y obviamente depende del tipo de lodo.

Algunas recomendaciones prácticas para prevenir este problema son:⁴⁶

- Perfore y recubra las formaciones reactivas tan pronto como sea posible. Minimice el tiempo gastado en hueco abierto
- Mantenga las propiedades del lodo dentro de sus especificaciones, especialmente el polímero encapsulador y las concentraciones del ion K+ en los lodos polímeros. Si esto se muestra inadecuado, incremente el nivel de inhibición del lodo (un rango típico de KCl es de 10 a 35 lb/bbl).
- Monitoree estrechamente el contenido de bentonita (MBT) cuando use lodos base agua. Este indica el contenido de bentonita en el lodo. Un incremento en el MBT indica que la formación arcillosa está reaccionando con el lodo.
- Minimice la longitud del ensamblaje de fondo.
- Limpie el hueco regularmente mientras esté perforando.
- Esté preparado para botar y diluir lodo. En casos muy severos considere la posibilidad de cambiar a lodo base aceite.
- Realice una conexión desde una bomba de lodo (si hay disponibilidad) a un jet ubicado sobre la línea de retorno (flow line), con el propósito de limpiar a presión la línea cada vez que esta se empieza a tapar con arcilla.

4.3.3. Soluciones

4.3.3.1. Pasos iniciales. Una vez se presente el incidente de pega de tubería se deben tomar las mejores decisiones para solucionarlo, ya que las primeras medidas

⁴⁶ PRIDE. Ibíd.

que se tomen cuando la sarta de perforación se pega son las que tienen mayores probabilidades de tener éxito. El equipo de trabajo y el perforador deben tener conocimiento de los siguientes puntos para ayudar a tomar la mejor decisión inmediatamente.⁴⁷

- Para determinar las primeras medidas que se tomen en el caso de un incidente de pega de tubería existen pautas establecidas como análisis de trabajo y pautas para establecer circulación y liberar la tubería en una situación de empaquetamiento. Estas pautas se deben seguir durante las primeras dos horas como acciones iniciales de liberación. Si no hay progreso durante ese tiempo, se puede ir preparando otro plan de acción mientras se siguen esas pautas iniciales.
- Al tomar decisiones de martilleo, siempre trate de mover la tubería en la dirección opuesta a la cual se estaba moviendo la tubería inmediatamente antes de pegarse.
- En la etapa inicial no se debe trabajar la tubería hasta el límite máximo, lo aconsejable es aumentar gradualmente las cargas del martillo durante la primera hora de la operación de martilleo. Al martillar con la máxima carga en el principio del incidente, se han registrado muchos daños a los componentes del ensamblaje de fondo.
- Se debe conocer los límites de sobretensión de todos los componentes de la sarta.
- Tener la información de la operación disponible. (Dimensiones del ensamblaje de fondo, los pesos y las posiciones, la información sobre la formación, los arrastres del hueco, etc.)

⁴⁷ HERNANDEZ.H. Procedimientos para pega de tubería. Departamento PAE-OXY. 2006.

4.3.3.2. Análisis del trabajo. En la etapa inicial de liberar la tubería se debe decidir cuál fue la causa de la pega, de esta manera aumenta la probabilidad de tomar las medidas correctas y por consiguiente de liberar la tubería.

Es muy importante tener en cuenta las siguientes preguntas para decidir la manera de proceder:

- ¿Existe un problema potencial de control de pozo?
- ¿Cuál era la operación antes de pegarnos?
- ¿Se han presentados cambios en las tendencias? Verifique las propiedades del lodo y todas las gráficas registradas.
- ¿Se puede circular el pozo?
- ¿Se puede mover la sarta hacia arriba o hacia abajo? ¿Se puede rotar?
- ¿Qué ha pasado con el tipo y el volumen de los cortes, en las rumbas?
- ¿Cuáles formaciones están en hueco abierto?
- ¿Se está mejorando o empeorando el problema con el tiempo?

Tabla para determinar el mecanismo de pega (Anexo O): Conteste las preguntas escogiendo todos los números en las filas con la respuesta correcta. Sume las columnas, la columna con la mayoría indica el mecanismo de pega. Al establecer que el mecanismo de pega de tubería es por empaquetamiento se debe implementar las siguientes prácticas para solucionar el incidente.

Prácticas para establecer circulación y liberar tubería pegada en una situación de empaquetamiento

- A la primera señal de empaquetamiento del hueco, se debe reducir los “strokes” la bomba. Normalmente a la mitad, esto reducirá la presión atrapada. A mayor presión atrapada, mayor complicación del packoff y puede inducir pérdidas. Si el hueco se limpia, regrese la tasa de bombeo a su valor normal.

- Si se empaqueta, parar inmediatamente las bombas y drene la presión muy lentamente por la descarga del stand pipe. Se debe realizar muy lentamente para no taponar la sarta (Sólidos del anular entrarán por la broca). Importante saber que, si no tiene válvula flotadora, no es posible drenar presión por fuera de la broca.
- Dejar una baja presión, en la industria se usa como regla del dedo gordo 500 psi atrapados, esto ayuda como un indicador de que la situación está mejorando, en caso de que la presión se alivie. Debido a que ayuda a abrir canal de circulación.
- Trabaje la sarta entre pesos libres e intente ganar canal de circulación aumentando la bomba de a 1 o 2 spm, siempre manteniendo máximo 500 psi atrapados. Si la circulación mejora, continuar aumentando los “strokes” de la bomba.
- Monitoree el retorno todo el tiempo, observando si hay alivio de presión y retornos en las rumbas.
- Si no se puede volver a obtener circulación, trabajar la tubería entre el peso libre arriba overpull y libre abajo slack off de a pasos. No aplicar demasiada sobretensión y peso de asentamiento ya que eso agravaría la situación (máximo 50 Klb). Mientras se trabaja la sarta, continuar ciclando el torque hasta el límite y trabajar la presión adentro de la ventana.
- Evite rotar la sarta en seco por mucho tiempo. Puede cortar la tubería. Evite rotar la sarta si no tiene libre rotación, puede agravar el problema.
- No intente disparar el martillo en un evento de empaquetamiento antes de analizar muy bien la situación. Es posible que disparar el martillo agrave el packoff.
- Si no es posible liberar la tubería ¿Qué sigue?
Si no se tiene circulación, aumentar la presión del “standpipe” por etapas hasta 1500 psi y continuar trabajando la tubería y aplicar torque.

Si la tubería no está libre una vez que se haya establecido circulación

completamente, circular el hueco limpio y si no está libre entonces puede comenzar la operación de martilleo.

- Trabaje el martillo hacia abajo por pasos. (Esta teoría es discutible.)
- Analice la situación.
- Trabaje el martillo con máximo slack off o máximo overpull (Lo que aplique).
- Trabaje con máxima tensión y con slack off.
- Trabaje torques atrapados.
- Busque zonas ensanchadas para intentar ganar circulación

Una vez liberada la tubería, rotar y limpiar el hueco antes de continuar el viaje. En caso de no ser posible liberar la tubería se analizan diferentes escenarios que permiten establecer la mejor decisión que sea económicamente rentable.

Después de haber hecho un cierto esfuerzo para liberar la tubería se debe tomar la decisión de desconectarla o no. Generalmente existen cuatro (4) opciones:

1. Seguir intentando liberar la tubería.
2. Desconectar por encima del punto libre y bajar con un ensamblaje de pesca. Se hará si se considera que ofrece una mayor oportunidad de éxito.
3. Desconectar por encima del punto libre, taponar y desviar. se debe tomar por razones económicas a menos que existan circunstancias excepcionales.
4. Desconectar por encima del punto libre antes de abandonar el pozo.

Para el uso del martillo tienen en cuenta la siguiente metodología.

- Se identifica la máxima carga del martillo en la dirección respetiva y se procede a definir la estrategia de jarring. El procedimiento de cargue tiene en cuenta el movimiento del pistón en la camisa hidráulica.

Algunos aspectos para tener en cuenta con el martilleo: Por lo general, se prefiere cambio de herramientas direccionales después de una sesión de martillo donde se logró liberar la pega, debido al daño de las partes electrónicas. Es posible que algunas herramientas resulten con excentricidad por el uso del martillo. Si se tiene circulación, siempre debe tenerse en cuenta la fuerza a favor o en contra por el bombeo. El martillo es una herramienta disponible en la sarta. No dude en usarla si la necesita. Es mucho más barato reparar herramientas que hacer un sidetrack. El cargue del martillo se hace halando o poniendo el peso necesario para que el mecanismo de enganche sea efectivo dejando el hidráulico en una de las cámaras del barril.

Martillo abierto. Cargue aplicando peso de la siguiente forma

$$Carga MDk = SOW - Weight Below Jar - Fricción Jar - POF$$

Donde

Carga MDk = Carga en el Martin Decker

Weight Below Jar = Carga debajo del martillo

SOW = Lectura final del peso hacia abajo

POF = Efecto de la fuerza de apertura de la bomba

Martillo cerrado. Cargue aplicando tensión de la siguiente forma

$$Carga MDk = PUW - Weight Below Jar + Fricción Jar$$

Donde,

PUW = Lectura final del peso hacia arriba

Disparo hacia arriba. Aplique tensión de la siguiente manera

$$Carga para impacto = PUW - Weight Below Jar + Overpull - POF$$

Donde,

Overpull = Tensión calibrada de disparo del martillo

Disparo hacia abajo. Aplique peso de la siguiente manera

$$Carga\ para\ impacto = SOW - Weight\ Below\ Jar - Slack\ off - POF$$

Donde,

Slack off = Carga calibrada de disparo del martillo

Regla de dedo gordo para trabajar una pega con el martillo: Trabaje la sarta en dirección contraria a la pega

5. SISTEMA PARA LA SIMULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS VERTICALES

5.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO

El sistema para la simulación de las actividades de perforación de pozos petrolíferos verticales es una herramienta de software que facilita entender los procesos de perforación de pozos que se realiza en los campos petroleros. Esta herramienta fue desarrollada en diferentes softwares que permitieron diseñar, animar, texturizar y programar la interfaz en la que el usuario fortalecerá su conocimiento en los diferentes procesos que tiene la perforación de un pozo petrolífero.

Para el diseño de los modelos tridimensionales se utilizaron softwares de versión de prueba que permitieron recrear los equipos y herramientas que se utilizan en el proceso. La etapa inicial del modelado fue desarrollada en el software⁴⁸ Rhinoceros

⁴⁸ RHINOCEROS. Design, model, present, analyze, realize [en línea]. Disponible en: <https://www.rhino3d.com/>. Robert Mc Neel & Associates. Copyright © 2018.

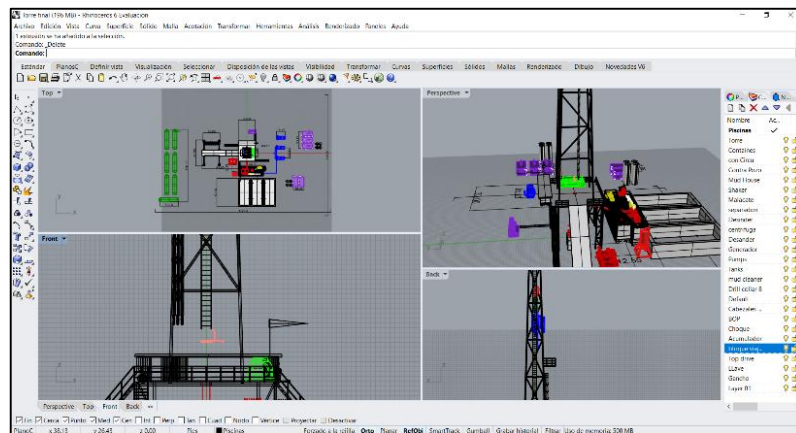
(Design, model, present, analyze, realize), con ayuda de un diseñador Industrial. En la siguiente figura se puede ver la interfaz de diseño que permitió crear los modelos en diferentes capas y poder asignarle materiales.

Figura 40. Logo Rhinoceros.



Fuente. RHINOCEROS. Design, model, present, analyze, realize [en línea]. Disponible en: <https://www.rhino3d.com/>. Robert Mc Neel & Associates. Copyright © 2018.

Figura 41. Interfaz Rhinoceros.



En la etapa de asignación de texturas se empleó la herramienta de diseño Blender (figura 42), la cual permitió texturizar los diferentes modelos de las formaciones presentes en las provincias estructurales de la cuenca de los llanos orientales en la

figura 43 se puede observar la interfaz de diseño que permitió texturizar los modelos.

Figura 42. Logo Blender.



Fuente. BLENDER. Creative freedom starts here [en línea]. Disponible en: <https://www.blender.org>. 2016.

Una vez modelados los Objetos, herramientas, equipos superficie y de subsuelo, se utilizó la plataforma de desarrollo Unity (figura 39) de acceso gratuito que emplea como lenguaje de programación base C# es empleada para la creación de video juegos de alta calidad 2D Y 3D.

Figura 43. Interfaz Blender.

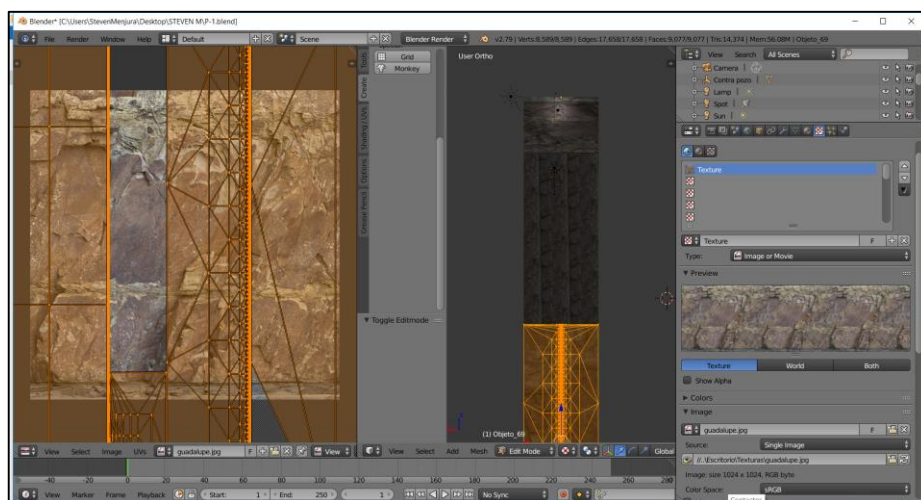
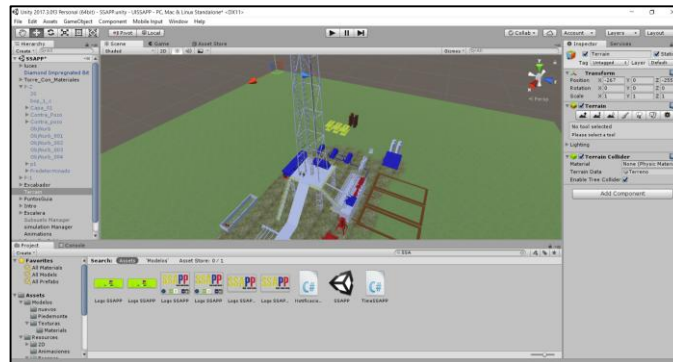


Figura 44. Logo Unity.



Fuente. UNITY. Creative freedom starts here [en línea]. Disponible en: <https://unity3d.com>.Unity Technologies. 2018.

Figura 45. Interfaz Unity.



La herramienta cuenta con 2 usuarios en la interfaz de inicio, estos son el Administrador y el Perforador; para el caso del Administrador se tiene un único usuario con contraseña, mientras que para el rol de Perforador se tiene la opción de ingresar creando una cuenta que aplica para usuarios nuevos o iniciando sección por medio de la contraseña ingresada en el sistema. Cada perforador tiene su propio perfil en el cual se guarda su avance en las actividades. (Anexo P)

Luego de ingresar a la cuenta, el administrador tiene la información de todas las subcuentas y cada una de las fases que hacen parte de la herramienta. Al dar click sobre cualquiera de estas, podrá determinar cuántos problemas operacionales se

van a generar en dicha fase de la subcuenca seleccionada y a qué profundidad se van a presentar (anexo Q), además de configurar la forma en la que se van a alternar los parámetros de perforación cuando se presenten dichos problemas.

La ventaja de tener este rol, se basa en la flexibilidad de establecer diversos escenarios cada vez que se va a iniciar un nuevo proyecto de perforación, de modo que el administrador determina los problemas a los que desea enfrentar al personal que va a entrenar por medio de la herramienta y no ser un modelo definido en el que siempre se van a presentar las mismas condiciones, haciendo que el perforador este siempre alerta a los indicadores para reaccionar a tiempo y continuar la operación.

Cuando ingresa a su cuenta, el perforador desplazarse por todo el escenario de superficie, al estilo de un videojuego, en donde al caminar y pasar al frente de cada uno de los equipos y/o herramientas, aparecerá el nombre de estos junto con su definición, estas fueron tomadas del diccionario de Schlumberger⁴⁹; en la parte superior derecha de la pantalla se puede ver el contador de equipos visualizados. Cuando la persona ya no desee seguir recorriendo la locación, al dirigirse a la cabina del perforador y oprimir la letra C del teclado indicará que ya está preparado para iniciar con la perforación en su lugar del trabajo, controlando los diferentes parámetros que tendrá a su disposición.

Una vez ubicado en su lugar, el perforador a través del vidrio de la cabina estará viendo las actividades realizadas por la cuadrilla en el piso de la subestructura, además, cuenta con una serie de pantallas para el control de la operación.

Para el diseño de estas pantallas se tomó como base el simulador proporcionado por la compañía OMRON⁵⁰ versión FlexRig - 4 y se complementó con la versión

⁴⁹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [en línea]. 2018. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

⁵⁰ OMRON DRILLING SIMULATOR. Personnel development center FlexRig – 4. Performance training [CD_ROM].

actualizada Automated Drilling System⁵¹. También se tuvieron en cuenta simuladores comerciales de perforación de empresas como Endeavor Technologies⁵² con su producto DRILLING STS X1, Maersk Drilling⁵³, Schulmberger⁵⁴ para hacer los ajustes necesarios que se adaptaran al actual proyecto; además se revisó el “Drilling simulator for iPad”⁵⁵. Teniendo esto y con la ayuda de un experto en el área y en el manejo de simuladores de perforación, se llegó a la interfaz final, la cual consta de 10 pantallas principales (anexo Q) y 3 adicionales que se derivan de las anteriores y se requieren cuando sea necesario solucionar un problema de well control o empaquetamiento.

A continuación se hace una descripción de cada una de las pantallas junto con su funcionalidad.

- TRIPPING: Permite visualizar los stop points de desplazamiento del ensamblaje de fondo, establecer las velocidades de subida y bajada del bloque viajero, además de conocer en todo momento su ubicación actual respecto al piso de la subestructura. También brinda información de otros parámetros críticos como la presión de aire, el power limit, estado del malacate, hookload y SPP.
- DRILLING: Permite **setear** los parámetros de perforación (ROP, WOB, DELTA P y TORQUE) y observar su valor actual. Además de ingresar el peso del lodo junto con su base y conocer la posición de la broca en tiempo real. Esta pantalla es

⁵¹ OMRON OILFIELD MARINE. PRECISE™ Automated Drilling System -- Part 2. Youtube [en línea]. Mayo 2014 [revisado noviembre 2016]. Disponible en: <https://www.youtube.com/channel/UCutoNURZV6BEqjhY3U-00-w>

⁵² ENDEAVOR TECHNOLOGIES CORP. Simulator products. Drilling operations. Drilling STS X1. [en línea]. [revisado noviembre 2016]. Disponible en: <https://endeavor-tech.ca/simulator-products-2/drilling-sts-x1/>

⁵³ MAERSK DRILLING. Drilling simulator [en línea]. 2014 [revisado noviembre 2016]. Disponible en: <https://www.maerskdrilling.com/en/about-us/drilling-simulator>

⁵⁴ SCHULMBERGER. PRECISE Automated drilling system [en línea]. 2016 [revisado diciembre 2016]. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/precise-automated-drilling-system-ps.pdf

⁵⁵ DRILLING & WORKOVER. WELL CONTROL. Drilling Simulator for iPad 2.1. Versión 1.5 [en línea]. [revisado enero 2017]. Disponible en: https://www.wellcontrol.com.br/downloads/ds2_user_guide/assets/fallback/index.html

importante para controlar el volumen de lodo activo en los tanques y con base en esto y en el return flow identificar posibles problemas por pérdida o ganancia de fluido.

- CONTROL: Facilita el manejo de cada una de las válvulas de la BOP para el manejo del pozo en caso de presentarse un influjo y visualizar los parámetros involucrados en un Well Control. De esta pantalla se derivan 2 secundarias correspondientes a las hojas de matar por los 2 métodos involucrados en el software para la solución de este problema.
- WEIGHT INDICATOR: Permite visualizar el clásico indicador de peso que mide WOB y hookload. Además de contar con una serie de funciones que dan alerta de la operación.
- DRAWWORK: Se puede visualizar en esta el estado de los sensores y otros dispositivos como el VFD. Desde esta pantalla se controla y observa el estado de los frenos del equipo, los motores. Activar el funcionamiento del joystick y llevar el registro de las toneladas millas del cable de perforación.
- TOP DRIVE: Permite el control del top drive, el accionamiento de la grabber, los elevadores, las cuñas y la dirección de rotación de la sarta. También permite establecer el modo de la operación y algunos parámetros como la velocidad y el torque de conexión y desconexión.
- PUMS: Brinda información del estado de las bombas y permite sincronizar las mismas, además de establecer los parámetros de su funcionamiento.
- WELL CONFIGURATION: Dependiendo del escenario seleccionado por el perforador, muestra las especificaciones de cada una de las herramientas que

ingresan al pozo. Brinda información del pozo y del casing, además de elegir la broca a usar y el tamaño de las boquillas de la misma.

- **WELLBORE EQUIPMENT:** Permite al usuario llevar el registro de las herramientas que tiene en fondo.
- **ALARMS:** Por medio de alarmas sonoras da alerta al perforador de fallas en algún equipo. De esta pantalla se deriva una secundaria que permite la solución para los problemas de pérdidas de circulación que se puedan presentar.

5.2 MANUAL DE USUARIO

➤ TRIPPING:

HOOKLOAD. Valor que cambia automáticamente e indica la sumatoria del peso del bloque viajero, el peso del gancho, el peso del top drive, más el peso de la sarta boyada.

RIG AIR PRESSURE. Es la presión de aire del equipo que en operación normal debe mantenerse en 120 psi, si se baja a 110 psi se activa el freno de emergencia por seguridad en la operación, además de inhabilitar los motores en uso. Está seteado de modo que si la rig air pressure baja a 113 psi se active una alarma para dar aviso de una condición anormal. Cuando ocurra un problema con esta variable se debe ir a la pantalla ALARMS para resolverlo.

EMERGENCY BRAKE. Su valor se debe mantener en 110 psi, valores por debajo de dicho valor se activa el freno de emergencia. Es un valor automático.

PARK BRAKER. Su valor se debe mantener en 110 psi, valores por debajo de dicho valor se activa el freno de emergencia. Es un valor automático.

DRAWWORKS STATUS. Indica el estado del malacate. Es automático y puede indicar Emergency brake, Park brake o Dynamic según el freno que esté activo o si el malacate está en funcionamiento.

POWER LIMIT. Es el límite de potencia que soporta el equipo. Es un valor automático que en operación normal varía entre 50% y 70% según las cargas que se van a manejar. Si se incrementa el valor puede ocurrir una sobrecarga del sistema por lo cual se activa el freno de emergencia, para resolverlo se deberá ir a la pantalla ALARMS.

BLOCK POSITION. Este valor varía dependiendo del movimiento del joystick e indica la altura en la cual está el bloque viajero en la torre en cada momento; su valor máximo es 160 ft, sin embargo al llegar a 150 ft se activa el freno de emergencia por seguridad, cuando esto ocurra, se debe mover el joystick hacia abajo y automáticamente se desactiva el freno. La posición más baja a la cual puede llegar en un viaje es de 34 ft en ese momento se activa el freno, mover la sarta hacia arriba para desactivar; mientras que durante la perforación el freno se activa en 28 ft.

TOP DRIVE SPEED. El usuario puede ingresar y modificar el valor que indica la velocidad del Top Drive (RPM). Su máximo valor permitido es de 250 rpm.

ELEVATOR. Mínima posición que debe tener el BLOCK POSITION cuando se esté viajando para evitar se golpee con la mesa. Es un valor fijo en 33 ft que indica la distancia del bloque a la base del elevador, por tal razón, si BLOCK POSITION en un viaje al llegar a 34 ft se activa el freno de emergencia, al mover el joystick hacia arriba se desactiva.

HIGHT TRAVEL LIMIT. Es un valor fijo en 150 ft y es de solo consulta. Indica el máximo valor del BLOCK POSITION.

HIGH STOP POINT. Es un valor fijo en 130 ft, que alerta cuando el bloque viajero está próximo al tope de la torre. Cuando BLOCK POSITION sea 130 ft la velocidad

del bloque se reduce de forma automática para evitar golpeteo en la parte superior del mástil.

DRILL STOP POINT. Es un valor fijo en 1 ft; hace referencia a la mínima distancia que debe tener la conexión del top drive cuando este perforando para evitar se golpee con la mesa, por tal razón el freno de emergencia se va a activar antes que esto ocurra, al mover el joystick hacia arriba se desactiva el freno.

LOW TRAVEL LIMIT. Es un valor fijo en 7 ft, que indica la mínima posición a la cual se activa el freno de emergencia sea viajando. Esa distancia corresponde a la conexión del top drive respecto de la mesa.

HOOK PUT LIMIT. Valor que se puede ingresar y modificar. Su valor máximo es 1500 Klbs que es el límite de carga del equipo. Si HOOKLOAD es mayor o igual a HOOK PULL LIMIT, se activará una alarma junto con el freno de emergencia porque se ha alcanzado la máxima carga permisible. Para que la alarma se active PULL LIMIT de la pantalla de indicador de peso se debe encontrar en ON. El EMERGENCY BRAKE se desactiva automáticamente cuando mueva la sarta en dirección contraria, mientras que la alarma se desactiva automáticamente cuando el HOOKLOAD sea menor al HOOK PULL LIMIT.

SPP. Valor automático que indica la presión del stand pipe. El valor máximo a tolerar según el equipo de superficie es 4200 psi, para valores por encima se activa alarma que indica este hecho.

BLOCK VELOCITY. Velocidad a la que se mueve el bloque viajero. Su valor cambia conforme el movimiento del joystick. Se debe ingresar el valor máximo hacia arriba y hacia abajo, los cuales no deben excederse de 300 ft/min. Si se habilita el AUTODRILL, la velocidad a la se mueve el bloque será la ingresada por el usuario, mientras que si no se habilita dicha función, la velocidad va a depender de la velocidad a la que se mueva el joystick siendo el valor ingresado en MAX la velocidad cuando el mando se encuentre en la máxima posición en la dirección indicada.

➤ DRILLING

HOOKLOAD. Muestra el mismo valor de la pantalla TRIPPING.

HOLE DEPTH. Es la profundidad del hueco y varía según el avance de la perforación.

BIT DEPTH. Es la profundidad de la broca y varía según el avance de la perforación y en la posición de la broca durante los viajes.

FLOW RATE. Valor automático equivalente a la suma de los PUMP OUTPUT FLOW de la pantalla PUMPS.

MUD DENSITY. Valor que puede ingresar y modificar el usuario, además de seleccionar la base del lodo.

PIT VOLUMEN TOTAL (PVT). Es un valor automático que indica el volumen de fluido en los tanques. Se debe ingresar en setpoint los barriles de pérdida o ganancia que se va a tolerar en la operación, de modo que si el PVT se altera en dicha magnitud, se activa la alarma correspondiente. Cuando se pierda fluido se debe ingresar el valor que se desea añadir a los tanques por medio del botón TRANSFER.

RETURN FLOW. Valor automático en función de los galones enviados al pozo a través de las bombas. Debe permanecer constante mientras no se alteren las condiciones de la bomba. Si ocurre un ingreso o pérdida de flujo que altere el porcentaje de retorno se activa la alarma correspondiente.

AUTO DRILL. Al activar esta función, la operación continúa automáticamente con los parámetros establecidos en WOB, ROP, torque y Delta P sin necesidad de mover el joystick. Cuando esté OFF se perfora manualmente con el joystick, dependiendo del movimiento de este se establece la ROP y las demás variables se alteran. Se recomienda perforar siempre con AUTO DRILL.

DRAWWORKS. Automáticamente se pone en ON u OFF. Cuando se prende el malacate (MOTOR en ENABLE en pantalla DRAWWORKS), aparece automáticamente en ON, y cuando está en DISABLED se cambiarse automáticamente a OFF.

ROP. Si está activo el AUTO DRILL, la casilla ACTUAL varía conforme la profundidad automáticamente, siendo su valor máximo el ingresado en SET POINT.

WOB. Si está activo el AUTO DRILL, la casilla ACTUAL varía conforme la profundidad automáticamente, siendo su valor máximo el ingresado en SET POINT.

TORQUE. Si está activo el AUTO DRILL, la casilla ACTUAL varía conforme la profundidad automáticamente, siendo su valor máximo el ingresado en SET POINT.

DELTA P. Si está activo el AUTO DRILL, la casilla ACTUAL varía conforme la profundidad automáticamente, siendo su valor máximo el ingresado en SET POINT.

SPP. Muestra el mismo valor de la pantalla TRIPPING.

TOP DRIVE SPEED. Muestra el mismo valor de la pantalla TRIPPING.

➤ CONTROL

PUSH TO ACTIVATE. Cada vez que se va a manipular alguno de los siguiente botones: ANNULAR, UPPER PIPE RAM, BLIND SHEAR RAM, LOWER PIPE RAM, HCR o KILL LINE, se debe mantener oprimido PUSH TO ACTIVATE y simultáneamente oprimir OPEN o CLOSE en estas casillas.

ACUMULATOR PRESSURE. Para un taladro en superficie de 3000 psi la presión en el acumulador es de 3000 psi. Es un dato de solo información.

MANIFOLD PRESSURE. Para un taladro en superficie de 3000 psi la presión en el acumulador es de 1500 psi. Es un dato de solo información.

ANULAR PRESSURE. Para un taladro en superficie de 3000 psi la presión en el acumulador es de 1500 psi. Es un dato de solo información.

RIG AIR PRESSURE. Muestra el mismo valor de la pantalla TRIPPING.

DRILL PIPE PRESURE. Inicialmente esta casilla aparece en blanco. Cuando se realice el procedimiento de cierre, la DRILL PIPE PRESSURE marcará el valor correspondiente si hay un influjo, si no lo hay permanece igual.

CASING PRESURE. Inicialmente esta casilla aparece en blanco. Cuando se realice el procedimiento de cierre, la CASING PRESSURE marcará el valor correspondiente si hay un influjo, si no lo hay permanece igual.

CHOKER LINE. Se manipula el choke para controlar las presiones en los procedimientos de Well Control; se puede variar la velocidad de cierre o apertura y se tiene un indicador de aguja que indica la posición de la válvula.

ANNULAR. Válvula de la BOP que se debe manipular para realizar los procedimientos de cierre.

UPPER PIPE RAM. Válvula de la BOP que se debe manipular para realizar los procedimientos de cierre.

BLIND PIPE RAM. Válvula de la BOP que se debe manipular para realizar los procedimientos de cierre.

LOWER PIPE RAM. Válvula de la BOP que se debe manipular para realizar los procedimientos de cierre.

HCR. Válvula de la BOP que se debe manipular para realizar los procedimientos de cierre.

KILL LINE. Cuando se tengan pérdidas de circulación severas y no sea posible bombear en directa, se debe alinear por el KILL LINE y bombear por ahí para llenar el pozo.

ACCUMULATED STROKES. Es un valor automático que equivale a la suma de los stk/min de las bombas enciendidas, es decir, es la suma de TOTAL en la pantalla PUMPS.

SCR. Presión de circulación para el control del pozo o también conocida como tasa de circulación lenta. Es un valor ingresado y modificable por el usuario según la toma de presiones reducidas que realice.

KILL RATE @SCR. Es la velocidad de bomba lenta o velocidad de circulación que se va a usar para retirar un influjo. Es un valor ingresado y modificable por el usuario, que comúnmente se establece en 30 SPM.

PIT GAIN. Indica la ganancia de fluido en los tanques como producto de un influjo. Es un valor automático que inicialmente va a aparecer en 0 bls y cuando ocurra la surgencia varía conforme es retirada del pozo.

KILL SHEET. Cuando se oprima KILL SHEET se despliega la opción de seleccionar WAIT AND WEIGHT METHOD, se abrirá la pantalla secundaria correspondiente y una vez ahí, se debe ingresar todos los valores pedidos y dar OK para guardar los cambios.

SECURITY VALVE. Permite instalar y desinstalar la válvula de seguridad para el control del pozo, además de ajustar su posición (abierta o cerrada).

➤ **WEIGHT INDICATOR**

INDICATORS. El indicador o reloj interno marca el Hookload, mientras que el externo marca el WOB. Se recomienda que esta pantalla sea fija en el monitor para observar cualquier variación en el peso.

ZERO WOB. Este botón se usa para calibrar el WOB, porque puede pasar que mientras se esté viajando y por tanto el WOB debe estar en cero, esté marcando otro valor pequeño. Al oprimir este botón, automáticamente el WOB de todas las

pantallas es igual a 0 Klbs. Si se está perforando y por error se le da ZERO WOB, el usuario tiene que alejarse de fondo volver a oprimir ZERO WOB y ahí si poner la broca en fondo, si no hace esto estaría leyendo valores erróneos.

TARE. Se usa para calibrar los indicadores antes de iniciar la operación, en caso de marcar un valor no acorde al real.

PULL LIMIT. Muestra el mismo valor de HOOK PULL LIMIT de la pantalla TRIPPING. No es modificable por el usuario. La operación se detiene si HOOKLOAD sobrepasa dicho valor.

MAXIMUN. Indica la máxima carga que soporta la torre para tener en cuenta durante la operación, su valor es de 900 psi.

PULL LIMIT Y MAXIMUN. Se recomienda activar ambas variables al inicio de la operación para activar el freno de emergencia automáticamente cuando se cumpla la condición de HOOK PULL LIMIT expuesto en la pantalla TRIPPING) o se sobrepase la máxima carga de la torre. El freno de emergencia se desactiva cuando mueva el joystick en dirección contraria.

DRILL MODE. Indica la actividad que se está realizando bien sea perforando, viajando, o realizando una conexión o desconexión.

SPP. Muestra el mismo valor de la pantalla TRIPPING.

TOP DRIVE SPEED. Muestra el mismo valor de la pantalla TRIPPING.

TOTAL STROKES. Indica los strokes totales de las bombas activas y muestra el mismo valor de ACCUMULATED STROKES de la pantalla CONTROL. Al oprimir RESET se inicia de nuevo el contador de todas las bombas que se encuentren encendidas.

➤ **DRAWWORKS**

SENSORS. Indica el estado de los sensores de los frenos del malacate y el rig air.

CONTROL STATUS. A modo informativo este recuadro se muestra el estado de controles del malacate

RIG AIR PRESSURE. Muestra el mismo valor de la pantalla TRIPPING.

EMERGENCY BRAKE. Automáticamente cambia a ON u OFF según los diferentes casos expuestos para evitar infortunios durante la perforación. Cada vez que se encuentre en ON se activa la alarma sonora correspondiente que puede ser observada en la pantalla ALARMS, además, estando en ON se inhabilita el movimiento del sistema de izaje.

PARK BRAKE. Activar cuando se necesite parar para inspeccionar algún equipo o sea necesario realizar una actividad adicional, la forma de activarlo es moviendo el joystick hacia el lado u oprimiendo ON en la pantalla. Para desactivarlo se regresa el joystick a la posición central o se oprime OFF respectivamente. También se activa automáticamente cuando no realice ningún movimiento durante 2 minutos.

JOYSTICK SELECT. Se debe activar para activar el movimiento del joystick que se transmite al bloque viajero

DRUM RPM. Indica las RPM del tambor del malacate. Es un valor automático que cambia conforme varía la velocidad del bloque.

BRIDGE PROTECTION. Es un valor que puede ser ingresado y modificado por el usuario. Se recomienda mantener en ENABLE, de modo que si se produce un empaquetamiento mientras se está viajando hacia abajo y el HOOKLOAD cae el valor ingresado, se active el freno de emergencia por seguridad. Si esto ocurre, se hace necesario retirar la broca del fondo y mover el joystick en dirección contraria para desactivar el freno.

ELEVATOR POSITION. Muestra el mismo valor de la pantalla TRIPPING.

HYDRAULIC POWER. Es la potencia hidráulica del equipo, la cual permite el funcionamiento del Top Drive y el malacate. Si está en OFF funciona de manera similar a cuando EMERGENCY BRAKE o PARK BRAKE están en ON, es decir, no

se mueve el bloque viajero por más que el perforador mueva el joystick. El bloque viajero se mueve cuando HYDRAULIC POWER esté en ON, EMERGENCY BRAKE y PARK BRAKE estén en OFF, MOTOR esté en ENABLE y JOYSTICK SELECT esté en ON, si no cumple estas condiciones BLOCK POSITION permanecerá constante (no se mueve).

BLOCK VELOCITY. Muestra el mismo valor de la pantalla TRIPPING.

BLOCK POSITION. Muestra el mismo valor de la pantalla TRIPPING.

HOOKLOAD. Muestra el mismo valor de la pantalla TRIPPING.

POSITION ENCONDERS. Son los motores, de los cuales 2 deben estar en funcionamiento y el otro en back up en caso que uno falle. Se debe oprimir ENABLE en MOTOR para poder encender los motores (A, B o C). Para oprimir ENABLE o DISABLED, HYDRAULIC POWER debe estar en ON. Cuando MOTOR se encuentre en ENABLE es posible accionar JOYSTICK SELECT. Se debe encender por lo menos 2 motores para habilitar el movimiento de BLOCK POSITION conforme se mueva el joystick.

TON-MILLES COUNTER. Es el peso movido en toneladas, multiplicado por la distancia viajada en millas por el cable de perforación mientras: se perfora, se hace un viaje, se corre casing, entre otros. Al dar click sobre el indicador, el usuario podrá ingresar y modificar el valor conforme la operación a realizar y el trabajo acumulado del cable. Luego de ingresar el valor, al dar OK el indicador marcará dicho valor y al dar RETURN se oculta la calculadora y se muestra nuevamente el indicador con el respectivo valor ingresado. Si da click en CANCEL se oculta la calculadora y el indicador marcará el valor que tenía anteriormente.

RESET TON-MILLES. Cuando TON-MILLES COUNTER sea mayor o igual a 2000 T-m, se debe activar el freno y resetear el contador.

➤ TOP DRIVE

TOOL SELECT TOP DRIVE. Al oprimir el botón se activa el funcionamiento de la pantalla, si no se oprime, el contenido de la pantalla será de sólo lectura, es decir que no se puede modificar nada.

INFORMATION. Permite visualizar el estado del VFD, Blower y Temperatura del motor.

OPERATION MODE. Dependiendo de la actividad a realizarse selecciona ON.

- TRIPPING: Cuando va a viajar, además se puede realizar rotando para lo cual se debe oprimir REAMING o BACK-REAMING y posteriormente ingresar el valor de las RPM a las cuales rota el top drive.
- DRILL: Se debe oprimir ON cuando se vaya a perforar. Al oprimir ON puede ingresar el valor en DRILL SPEED.
- CON: Se debe oprimir ON cuando vaya a realizar una conexión. Al oprimir ON se muestra automáticamente 20 rpm en SPIN IN/OUT SPEED, además, el usuario debe ingresar el valor en SPIN TORQUE.

Una conexión incluye: subir el bloque viajero hasta el trabajadero, movimiento de los brazos (LINK TILT), encuellador ingresando el tubo en los elevadores, cerrar elevadores, nuevamente movimiento de los brazos, bajar el bloque viajero para que el tubo sea colocado junto al tubo anterior con la ayuda del personal, posteriormente con las llaves hidráulicas enroscar el tubo, se retiran las llaves, se abren los elevadores y se mueven los brazos.

- DIS: Se debe oprimir ON cuando vaya a realizar una desconexión. Al oprimir ON se muestra automáticamente 20 rpm en MAKE/BREAK SPEED, además, el usuario debe ingresar el valor en MAKE/BREAK TORQUE.

Una desconexión incluye: apagar bombas, poner cuñas, descargar el peso sobre las cuñas (HOOKLOAD debe marcar 66,7 Klbs en ese momento), el personal coloca las llaves hidráulicas, se giran y se desconecta el tubo, se

mueve el bloque viajero para llevar el tubo al trabajadero donde el encuellador lo agarra y lo pone junto a la demás tubería parada.

DRILL SPEED. Valor ingresado y modificable por el usuario solo cuando OPERATION MODE se encuentre en DRILL; este no debe ser mayor a 250 RPM.

DRILL TORQUE. Es un valor automático en función de DRILL SPEED y la formación que se esté perforando.

SPIN IN/OUT SPEED. Velocidad que se le da al Top Drive para realizar una conexión, sólo se puede ingresar valor cuando OPERATION MODE se encuentre en CON; es un valor fijo en 20 RPM.

SPIN TORQUE. Valor ingresado y modificable por el usuario solo cuando OPERATION MODE se encuentre en CON y cuando GRABBER esté en CLOSE; este debe ser menor al 80% de la conexión más débil.

MAKE/BREAK SPEED. Velocidad que se le da al Top Drive para realizar una desconexión, sólo se puede ingresar valor cuando OPERATION MODE se encuentre en DIS; es un valor fijo en 20 RPM.

MAKE/BREAK TORQUE. Valor ingresado y modificable por el usuario solo cuando OPERATION MODE se encuentre en DIS y cuando GRABBER esté en CLOSE; este debe ser menor al 80% de la conexión más débil, como mínimo, el mismo torque usado en la conexión.

NOTA: Los indicadores digitales de SPEED y TORQUE va a estar indicando el valor correspondiente según la opción seleccionada en OPERATION MODE.

ROTATE. Indica la dirección de rotación del Top Drive. Es un controlador automático.

REAMING / BACK-REAMING. Ingresar las RPM a emplear durante un viaje, indicando la dirección de giro; el valor solo se puede ingresar y/o modificar cuando OPERATION MODE se encuentre en TRIPPING.

CONEXIÓN TO TD. Permite conectar la sarta del Top Drive cuando no se desee subir o bajar en elevadores o cuando se vaya a perforar.

GRABBER. La grabber sujeta el tubo para que no gire cuando se le aplica el torque, para de esta manera realizar una conexión y desconexión eficiente.

SLIPS. Son las cuñas, las cuales el usuario debe meter y sacar del pozo en el momento adecuado. Para meter tubería se debe parar bombas, poner cuñas, realizar conexión luego saca cuñas y pone bombas Para realizar una conexión: apagar rotaria, quitar bombas, poner cuñas (IN), meter bombas, bajar y cuando todo el peso de la sarta esté en la cuñas, oprimir OUT.

ELEVATORS. Oprimir OPEN o CLOSE según se requiera. Al oprimir OPEN la herramienta se abre para coger el tubo, la cuadrilla de perforación empuja el tubo y una vez dentro del elevador, el perforador oprime CLOSE para cerrar el elevador.

LINK TILT. Son los brazos del Top Drive. El usuario seleccionar el botón según sea el caso:

- Float: Los brazos están libres (sin fuerza), verticales o descolgados.
- Drill: Los brazos se mueven hacia adentro del top drive.
- Tilt: Los brazos se mueven hacia afuera del top drive.

Ejemplo del uso de ELEVATORS Y LINKS: Cuando termine de perforar, sus brazos están extendidos para poder perforar hasta abajo, ahí se realiza una conexión: quitar bombas, meter cuñar (SLIPS en IN) y descarga el peso sobre las cuñas (queda solo el peso de 66,7 Klbs en el HOOKLOAD), después de eso se desconecta del top drive (DIS en CONEXION TO TOP DRIVE), se mueve el bloque viajero hacia arriba con los brazos en FLOAT hasta llegar al trabajadero, hay le dice a los brazos TILT entonces ellos se extienden para que el encuellador meta el tubo, cuando lo meta se le debe dar a CLOSE en ELEVATORS. Luego de eso le va a dar FLOAT y los brazos se vienen libres, se baja el bloque viajero y con las llaves hidráulicas se hace la conexión del tubo. Posteriormente OPEN en ELEVATORS, luego brazos en TILT nuevamente para poder seguir perforando y se viene y conecta arriba también

con el Top Drive (CON en CONEXION TO TOP DRIVE), cuando tiene todo conectado entonces ahí si llega y levanta cuñas (SLIPS en OFF), pone bombas y sigue perforando (DRILL en ON).

HPU 1. Es la unidad de potencia hidráulica. Se debe poner en ON para el funcionamiento de los equipos hidráulicos. Si está en OFF, las GRABBER, los LINKS, los ELEVATORS, las SLIPS no funcionan, es decir que el comando de oprimir esos botones no se verá reflejado porque no hay señal.

➤ **PUMPS**

MUD PUMP. Contiene información acerca del estado de los sensores de las bombas los cuales se deben monitorear para evitar fallas en las mismas.

ASSIGNMENT. Para encender la bomba se debe seleccionar ON y para apagar OFF.

SYNC. Permite bombear un flujo un flujo homogéneo no enviar chorros de lodo en caso que se asignen 2 o más bombas, razón por la cual cuando se vaya a usar 2 o más se debe asignar cada una de estas, Al sincronizar la bomba se habilita la opción de ingresar y modificar los valores que conforman esta pantalla.

PUMP SPM. Es la tasa de flujo de la bomba en strokes/min. Este valor es ingresado y modificable por el usuario.

LINER SIZE. Ingresar un valor de estos: 4,5 – 5 – 5,5 – 6 o 6,5 que indica el tamaño del pistón en pulgadas.

PISTON LENGTH. Indica la longitud de los pistones de la bomba, que en este caso es un valor fijo en 11 pulgadas según las especificaciones de la bomba seleccionada.

EFFICIENCY. Valor fijo en 95%. Cuando la bomba falle debe ser 0%.

TOTAL STROKES. Contabiliza los strokes totales que ha realizado la bomba durante su funcionamiento. Es un valor automático no modificable.

STROKE RESET. Al oprimir este botón, TOTAL STROKES empieza de nuevo a realizar el conteo de la bomba correspondiente, diferente al RESET de la pantalla WEIGTH INDICATOR que resetea el contador de todas las bombas encendidas. Se recomienda usarlo cuando se esté realizando un procedimiento de Well Control para llevar un monitoreo adecuado, además de cuando el usuario lo desee.

PUMP OUTPUT FLOW. Es un valor automático que está en función del tamaño de los pistones y los SPM de la bomba. Indica los GPM enviados al pozo por la bomba.

PRESSURE LIMIT CONTROL. Se recomienda mantener PRESSURE LIMIT CONTROL en OPEN e ingresar la máxima y mínima presión que va tolerar en la zona que está perforando, de modo que si la SPP está fuera del rango especificado se activa la alarma que indicará este hecho.

RELIEVE. Se usa para aliviar la presión del stand pipe pressure.

PREVENT PUMPS STARTING WITH BOP CLOSED. En caso de realizar una operación donde se desee bombear lodo teniendo la BOP cerrada, oprimir OPEN y confirmar la operación para ser consciente de que podría facturar la formación.

➤ **WELL CONFIGURATION**

WELL DEPTH. Es un valor no modificable que indica la profundidad final de la fase que se está perforando en la subcuenca seleccionada.

HOLE. Son valores no modificables, que indican el diámetro del hueco y su capacidad.

CASING. Son valores no modificables, que proporcionan información sobre el revestimiento que tiene el pozo actualmente y donde se ubica el zapato del mismo.

MAX LENGTH OD #1. Es un valor no modificable que hace referencia a la máxima longitud con el OD de mayor tamaño de la sarta de perforación de la subcuenca y fase seleccionada.

WELL COMPLETION. Oprimir este botón cuando se alcance la profundidad total de la fase según el plan de perforación y cuando se haya realiza el pulling de toda la sarta. Permite realizar el completamiento de la fase para de esta manera dar fin a la misma.

DRILL BIT. Seleccionar el tipo de broca adecuado conforme lo establecido en el plan de perforación. La elección se debe realizar al inicio de la operación y cada que se retire la sarta para hacer cambio de broca.

NOZZLE SIZE. Después de seleccionar la broca, se debe ingresar el tamaño de las boquillas. El valor debe ser un número entero entre 1 y 32.

TFA. Es un valor no modificable que indica el área total de flujo a través de la broca.

SPECIFICATIONS BHA AND DP. Se muestran las especificaciones a modo informativo de todas las herramientas que se van a utilizar para perforar el pozo en la subcuenca y fase seleccionada.

➤ **WELLBORE EQUIPMENT**

En esta pantalla, el usuario podrá seleccionar el tamaño de la herramienta que va a ingresar al pozo (ADD); así mismo podrá dar la orden de retirar cada herramienta según el avance de las actividades (REMOVE).

➤ **ALARMS**

En total se cuenta con 10 alarmas que se activan de forma automática cuando se presenta algún fenómeno fuera de lo normal. Cuando aparezca la advertencia, se debe venir a esta pantalla a chequear qué sucedió y resolver el problema, luego de

esto, también automáticamente la alarma se desactiva (OFF). Todas las alarmas son sonoras. A continuación se explicada cada una de las alarmas.

RIG AIR PRESSURE. Se activa cuando la presión de aire del equipo disminuye a 113 psi. Para desactivar utilizar la opción SOLVE

POWER LIMIT. Se activa cuando la carga del quipo es del 78% (sobrecarga puesto que está diseñado para máximo usar el 70%). Para desactivar utilizar la opción SOLVE.

HOOK PULL LIMIT. Se activa cuando HOOKLOAD es mayor o igual a HOOK PULL LIMIT. Se desactiva automáticamente según lo especificado anteriormente en la pantalla TRIPPING.

EMERGENCY BRAKE. Según el estado del freno de emergencia de la pantalla DRAWWORK se activa o desactiva automáticamente.

PUMP. Se activa cuando ocurre una falla en la bomba, la cual puede verificarse por el estado en los sensores de MUD PUMP. Cuando esto ocurra, se debe apagar dicha bomba y encender la de back up y así se desactiva la alarma.

PRESSURE LIMIT CONTROL. Se activa cuando la SPP se encuentre fuera del rango a tolerar por el perforador, el sonido no es posible silenciarlo. La alarma se desactiva automáticamente al igual que el sonido cuando la SPP este en el rango, para eso el usuario puede modificar las variables que hacen que la SPP disminuya (como el MUD DENSITY) o ampliar el rango de PRESSURE LIMIT CONTROL en la pantalla PUMPS

PVT. Se activa cuando PIT VOLUMEN TOTAL sea igual al valor ingresado en SETPOINT, bien sea que aumentó dicha cantidad o disminuyó. Para desactivar la alarma (en caso de ser una pérdida), se debe transferir lodo a los tanques para restablecer el volumen total o usar la opción SOLVE para enviar material LCM al pozo. En este último caso se abrirá una pantalla secundaria en la cual se debe seleccionar el material a enviar siguiendo el árbol de decisiones, se da click en

SEND LMC y se monitorean los parámetros para saber si hizo algún efecto, o se da RETURN para regresar a la pantalla principal ALARMS.

Cuando la alarma se active por un incremento en el PIT VOLUMEN esta se desactiva automáticamente cuando se solucione el problema de Well Control (PIT GAIN = 0 bls).

RETURN FLOW. Se activa cuando sin modificar las condiciones del pozo se observa una disminución en el flujo de retorno. Se desactiva cuando la pérdida está controlada, es decir, usar SOLVE en la alarma de PVT.

SPP. Se activa cuando la SPP sobrepasa el límite que es de 4200 psi. Se desactiva automáticamente cuando sea menor a dicho valor.

WELL CONTROL. Se activa cuando al cerrar el pozo la SIDPP y la SICP marcan un valor diferente de 0 psi. Cuando se solucione el problema de Well Control y SIDPP = SICP = 0 psi se desactiva automáticamente.

6. EVALUACIÓN DEL SOFTWARE

Durante los últimos años el software educativo, ha tenido un creciente crecimiento en el cual la ingeniería de software juega un papel importante para construir programas educativos de calidad y siguiendo las pautas de las teorías del aprendizaje que generan principalmente softwares para enseñanza asistida por computadoras que se utilizan para efectuar ejercicios, simulaciones, cálculos y tutorías. Unas de las más interesantes aplicaciones del software educativo son las simulaciones, debido a que permiten al usuario ponerse en contacto con situaciones reales que de otro modo nunca podría hacerlo, esto facilita la enseñanza tradicional logrando cambios positivos en los alumnos, en cuanto a la resolución de problemas al brindar la posibilidad de acceso a la enseñanza de temas de difícil demostración y comprensión.

El software educativo es un programa de computación realizado con la finalidad de facilitar el proceso de enseñanza y de aprendizaje, el cual debe tener facilidad de uso, interactividad y posibilidad de personalización de aprendizaje. Por esta razón, la evaluación de los programas educativos es de vital importancia para determinar el grado de adecuación de dichos programas al contexto educativo, de modo que cuando el programa llega al uso público, ha sido analizado y evaluado tanto en sus aspectos pedagógicos y didácticos, como en los técnicos, permitiendo obtener productos de calidad.

Para determinar el grado de adecuación del programa, la etapa de evaluación del software se basó en metodologías de evaluación de software educativo como, Cataldi⁵⁶ quien basa sus estudios en la sinergia de dos campos del saber, la ingeniería de software y las teorías de aprendizaje modernas que convergen en la generación de un producto deseable, el software educativo; Graells ⁵⁷ que considera dos grupos de características e indicadores básicos de calidad: los aspectos técnicos y los aspectos pedagógicos y funcionales, adicionalmente se tiene en cuenta la metodología de evaluación de Galvis⁵⁸ quien expresa que la etapa de evaluación debe usar criterios preestablecidos que sean relevantes y consistentes, a la vez afirma que la etapa de evaluación del producto es insoslayable antes de darse para uso público. De esta manera con el fin de analizar y evaluar el sistema de simulación de las actividades de perforación de pozos petrolíferos verticales, la evaluación se divide en dos etapas, evaluación externa y evaluación con expertos, en las cuales se tienen en cuenta aspectos pedagógicos, didácticos y técnicos.

⁵⁶ CATALDI, Zulma. Una metodología para el diseño, desarrollo y evaluación de software educativo. 2000. Tesis Doctoral. Facultad de Informática.

⁵⁷ GRAELLS, Pedro Marquès. "Evaluación y selección de software educativo." Las nuevas tecnologías en la respuesta educativa a la diversidad, Universidad Autónoma de Barcelona 2002.

⁵⁸ GALVIS, Álvaro. Ingeniería de software educativo. EDICIONES UNIDAS, 1992

6.1 EVALUACIÓN EXTERNA

La evaluación externa del software permite obtener las sugerencias de los alumnos de la asignatura perforación de pozos quienes serán los usuarios del software, para esta etapa de evaluación se toma como muestra dos grupos de 15 estudiantes, quienes participaron en una clase de perforación en la que se explicaron generalidades de los equipos utilizados, procedimientos rutinarios durante la operación y la metodología para identificar y solucionar los problemas operacionales contenidos en la herramienta. Uno de los grupos interactuó con el software mientras que al otro se le entregó material impreso para que interactuara con las diferentes interfaces de la herramienta. Posteriormente se implementaron dos metodologías de evaluación, en la primera respondieron un cuestionario relacionado con la perforación de pozos, para evaluar los conceptos de perforación aprendidos, compuesto por 5 preguntas, las cuales se evaluaron y compararon entre los dos los participantes de esta prueba. A los estudiantes que no interactuaron con el software se les explico la metodología para solucionar los problemas operacionales de manera teórica utilizando unas pantallas impresas. Los estudiantes que interactuaron con el simulador recibieron la explicación durante la ejecución de la simulación, esto con el fin de que memorizaran las metodologías para solucionar los problemas operacionales y el conocimiento del equipo.

En esta etapa se inició el registro del tiempo. La explicación para solucionar los problemas fue repetida tantas veces como los participantes la solicitaron, para memorizar correctamente todas las practicas que permiten solucionar el problema operacional simulado.⁵⁹ Finalizada esta etapa, se comenzó el registro del tiempo y se procedió a la ejecución del experimento, en donde el participante debía realizar las tareas en el orden establecido, según el día de la prueba. Además, también se registró el tiempo empleado por el participante para realizar completar las tareas

⁵⁹ BAUTISTA, Luis; MARADEI María; PEDRAZA, Gabriel. Usabilidad de Sistemas CAOS en Entorno. Escuela de diseño Industrial. Universidad Industrial de Santander. 2011.

propuestas, el número de errores persistentes y el número de solicitudes de ayuda. Finalmente, se registró el número de elementos que el participante puede recordar en la ejecución de las tareas y el nivel de agrado, a través del formato de evaluación diseñado por el laboratorio de usabilidad de la Escuela de Diseño Industrial – UIS.

En la siguiente tabla se muestra los datos de estadística descriptiva relacionados con el tiempo empleado para memorizar los procedimientos (tiempo de aprendizaje) y el tiempo total empleado incluyendo errores (tiempo con errores). Los usuarios que requirieron menos repeticiones fueron los que interactuaron con el simulador (media de 3.533 repeticiones) para comprender las actividades propuestas, en comparación con los usuarios que interactuaron con las pantallas impresas con una media de 9.733 repeticiones; al realizar la comparación de medias del tiempo de aprendizaje se ratifica la eficacia del simulador en la reducción del tiempo de aprendizaje, encontrándose diferencias significativas entre los usuarios de los dos grupos.

Tabla 30. Datos descriptivos de tiempo de aprendizaje y tiempo con errores.

| | Sin SSAPP | Con SSAPP | Sin SSAPP | Con SSAPP |
|----------------|-----------------------------|------------------|--------------------------|------------------|
| | Tiempo de aprendizaje (seg) | | Tiempo con errores (Seg) | |
| Media | 919,52 | 511,28 | 1113,16 | 743,48 |
| Mediana | 940 | 550 | 1140 | 784 |
| Min | 800 | 280 | 940 | 554 |
| Max | 1120 | 640 | 1380 | 870 |
| DS | 99,32 | 87,05 | 118,11 | 99,30 |

Es importante resaltar que en los dos casos evaluados los usuarios cometieron errores y no solucionaron las preguntas sugeridas en el primer intento esto ratifica que los procesos de perforación requieren de tiempo para mecanizar los procesos y realizarlos de la mejor manera.

Tabla 31. Participantes que solucionaron las preguntas en el primer intento.

| | Sin SSAPP | Con SSAPP | Sin SSAPP | Con SSAPP |
|----|----------------|-----------|-------------|-----------|
| | Primer intento | | Sin errores | |
| SI | 0 | 0 | 0 | 0 |
| NO | 15 | 15 | 15 | 15 |

Los resultados mostraron la utilidad del sistema de simulación de las actividades de perforación de pozos en el ambiente educativo. Se estableció que el simulador fue más eficiente para desarrollar y entendimiento de los estudiantes.

Al analizar el número de ayudas solicitadas por los usuarios se pudo establecer que la mayoría de usuarios con el simulador solicitaron entre 1 y 4 ayudas en comparación con los que no interactuaron, quienes solicitaron entre 7 y más de 8 ayudas.

Tabla 32. Ayudas recibidas por los participantes.

| | Sin SSAPP | Con SSAPP |
|-------|-------------------|-----------|
| | Necesitaron Ayuda | |
| 1 a 2 | 0 | 3 |
| 3 a 4 | 1 | 9 |
| 5 a 6 | 1 | 3 |
| 7 a 8 | 3 | 0 |
| > 8 | 10 | 0 |

La satisfacción se midió a través de una encuesta de percepción la cual arrojó los siguientes resultados, en la cual se puede establecer que la percepción del sistema de simulación de las actividades de perforación de pozos petrolíferos recibió muy buena aceptación tanto en la etapa de pantallas impresas como en la interacción con el simulador, donde los usuarios muestran interés en el uso del simulador y en las actividades complementarias para fortalecer su conocimiento en perforación de pozos.

Tabla 33. Cuestionario de percepción del usuario.

| CUESTIONARIO DE PERCEPCIÓN DEL USUARIO | Sin SSAPP | Con SSAPP |
|---|------------------|------------------|
| 1.Encuentro al software fácil de usar | 80 | 84 |
| 2.Si tuviera la oportunidad, usaría el software con mayor frecuencia | 94 | 98 |
| 3.Requerí de ayuda para realizar las tareas solicitadas | 82 | 19 |
| 4.Considero al producto fácil de usar para cualquier persona con capacidad de manejar una computadora o sistema | 82 | 81 |
| 5. Considero que no se requiere conocimiento previo para poder realizar las tareas solicitadas | 47 | 27 |
| 6. Considero fiable al producto software | 86 | 91 |
| 7. Considero seguro al producto software, en términos de privacidad | 89 | 95 |
| 8. Cometí uno/muchos error/es durante la realización de las tareas, a causa de no leer claramente un mensaje o indicación del producto software | 72 | 28 |
| 9. Cometí uno/muchos error/es durante la realización de las tareas, a causa de que algún/os mensaje/s o indicación/es del producto software no estaban claros | 66 | 19 |
| 10.El producto software tiene mensajes o instrucciones que no son claros para poder llevar a cabo una tarea | 72 | 18 |
| 11. Considero que el producto software tiene un número de pasos innecesarios para llevar a cabo cada tarea | 72 | 11 |
| 12. Considero elegante o atractivo al producto software (combinación de colores adecuada, tamaños de letra legibles, etc.) | 89 | 98 |
| 13. Estoy a gusto con el uso del software | 91 | 95 |

6.2 EVALUACIÓN CON EXPERTOS

Al ser la evaluación una etapa importante antes de dar a conocer el software al público, el sistema para la simulación de las actividades de perforación de pozos

petrolíferos verticales se evaluó a juicio de expertos en el área de perforación a través de un cuestionario basado en las metodologías de evaluación de software educativo de Cataldi⁶⁰, Graells⁶¹ y Galvis⁶² el cual tiene en cuenta diferentes criterios como la utilidad, aspectos pedagógicos, didácticos, técnicos y estéticos donde se tomó como escala de evaluación excelente, alta, correcta, baja y para el grado de adecuación del software se tomó una escala entre 1 y 5, siendo 1 nada y 5 excelente. Por último, se solicitaron algunas surgencias que se tuvieron en cuenta para el producto final y se evaluó la percepción mediante el cuestionario de preguntas propuesto por el laboratorio de usabilidad de la Escuela de Diseño Industrial – UIS (anexo R).

Según los resultados obtenidos la percepción de los expertos con el sistema para la simulación de las actividades de perforación de pozos petrolíferos verticales en los diferentes aspectos evaluados fueron excelentes, es una herramienta novedosa que favorece los procesos de enseñanza.

Tabla 34. Resultados evaluación aspectos pedagógicos, funcionales, técnicos y estéticos.

| ASPECTOS PEDAGÓGICOS Y FUNCIONALES. | |
|--|-------------|
| | Moda |
| Eficacia didáctica , puede facilitar el logro de sus objetivos | Excelente |
| Facilidad de instalación y uso | No |
| Relevancia de los aprendizajes, contenidos | Excelente |
| Versatilidad didáctica: modificable, niveles, ajustes, informes | Excelente |
| Considera problemáticas de acceso | No |
| Capacidad de motivación , atractivo, interés | Excelente |
| Adecuación a los destinatarios de los contenidos, actividades | Excelente |

⁶⁰ CATALDI, Zulma. Op, cit.

⁶¹ GRAELLS, Pedro Marquès. Oc, cit.

⁶² GALVIS, Álvaro. Op, cit.

Tabla 34. Continuación.

| ASPECTOS TÉCNICOS Y ESTÉTICOS | |
|---|---------------|
| | Moda |
| Potencialidad de los recursos didácticos: síntesis, resumen | Excelente |
| Tutorización, tratamiento diversidad, evaluación (preguntas, refuerzo) | Alta |
| Enfoque aplicativo/ creativo de las actividades | Excelente |
| Fomento del autoaprendizaje, la iniciativa, toma decisiones | Excelente |
| Entorno audiovisual: presentación, pantallas, sonido, letra | Excelente |
| Elementos multimedia: calidad, cantidad | Excelente |
| Calidad y estructuración de los contenidos | Excelente |
| Estructura y navegación por las actividades, metáforas | Alta |
| Hipertextos descriptivos y actualizados | Alta |
| Interacción con las actividades: diálogo, análisis respuestas. | Alta |
| Ejecución fiable, velocidad de acceso adecuada | Alta |
| Originalidad y uso de tecnología avanzada | Correcta |
| ¿Considera adecuada la selección de los contenidos? | 5 Excelente |
| ¿Le facilita la comprensión acerca del tema? | 4 Muy bueno |
| ¿Ha despertado interés en usted? | 5 Excelente |

7. CONCLUSIONES

- Los tres (3) problemas operacionales que más se presentan durante la perforación de pozos petrolíferos en la cuenca de los Llanos Orientales son: pérdida de circulación, pega de tubería por empaquetamiento y control de pozo.
- El taladro de perforación debe cumplir con los requerimientos del escenario de subsuelo de modo que se realice una operación confiable. Definir este escenario es fundamental para el logro del objetivo.
- La herramienta de software tiene una amplia aceptación y un gran impacto en el personal evaluado. Además, se evidencia la facilidad para adquirir el conocimiento en las actividades involucradas en la perforación de pozos petrolíferos, de modo que puede implementarse en la asignatura de perforación de pozos para complementar las temáticas propuestas.
- El conocimiento de las causas e indicadores de los diferentes problemas operacionales es de suma importancia, puesto que reaccionar a tiempo puede evitar que la situación se complique y de esta manera tener pérdidas de tiempo que se traducen en costos para la operación.
- En caso de presentarse un problema operacional, el perforador debe analizar todos los escenarios posibles y seguir el manual de procedimiento establecido por la compañía ante cualquier problema operacional que se presente durante la actividad.
- Toda herramienta de software requiere una evaluación previa para conocer la percepción y aceptación de los usuarios potenciales y expertos en el área de estudio, además, valorar la usabilidad, aspectos pedagógicos, didácticos, técnicos y estéticos.

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda incluir el simulador en el material de apoyo de la asignatura de perforación de pozos, con el objetivo de complementar el componente teórico, de modo que los estudiantes puedan conocer de cerca los diferentes equipos y herramientas que se emplean en la operación, además de desarrollar en ellos la habilidad de identificar y solucionar problemas.

Se recomienda seguir desarrollando proyectos de simulación para incluir en diferentes asignaturas de la Escuela de Ingeniería de Petróleos como es el caso de Completamiento de pozos y Producción de pozos, entre otras.

Se recomienda ampliar el escenario de subsuelo para tener la posibilidad de simular las actividades de perforación en más cuencas del país.

Se recomienda acondicionar el escenario del perforador con el hardware necesario para asemejar las condiciones reales de un taladro de perforación, compuesto por la silla, el joystick y tres (3) pantallas principales, de modo que se pueda tener un mayor control sobre la operación.

BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca llanos orientales, Integración geológica de la digitación y análisis de núcleos. 2012.

ARIZA LEÓN, Emiliano. Fundamentos en perforación de pozos [en línea]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2009. Disponible en: <https://www.coursehero.com/file/28976689/jitorres-FUNDAMENTOS-DE-PERFORACI%C3%93Npdf/>

AVILÉS, Ma. Cristina. Fortalecimiento de pozos durante la perforación “Stress cage” [en línea]. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México. 2013. p. 37-38. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/7581/Tesis.pdf?sequence=1>

BAKER HUGHES. Well of the Future. Connexus, vol. 4, no. 1. 2013. p. 4 – 11. Citado por RAMÍREZ, Zoraya. LOPÉZ, Sergio. PALACIO, Iván. Implementación de ensanchadores y centralizadores protech crb para mejorar viajes y corridas de revestimiento en pozos del piedemonte llanero colombiano. Revista Fuentes [en línea]. Vol 13. 2015.

BARRERO, Dario, et al. Colombian sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007.

BAUTISTA, Luis; MARADEI, María; PEDRAZA, Gabriel. Usabilidad de Sistemas CAOS en Entorno. Escuela de diseño Industrial. Universidad Industrial de Santander. 2011.

BCEP COLOMBIA. Estudio de impacto ambiental área de mayor interés LLA-43. Capítulo 2. 2014.

BEICIP; FRANLAB. Estudio Geológico Regional, Cuenca Llanos Orientales. ECOPETROL. 1995.

CAMPETROL. Informe final de taladros Colombia [en línea]. Asociación Colombiana del Petróleo. 2015 – 2017.

CATALDI, Zulma. Una metodología para el diseño, desarrollo y evaluación de software educativo. Tesis Doctoral. Facultad de Informática. 2000.

COOK, John; GROWCOCK, Fred; GUO, Quan.; HODDER, Mike; VAN OORT, Eric. Estabilización para prevenir pérdidas de circulación. Oilfield Review, SCHLUMBERGER. 2012.

DATALOG. Manual de perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. Versión 3. 2001.

FITZPATRICK, Jim. Prácticas de control de surgencias. Austin: Universidad de Texas. Petroleum Extension Service: Tercera edición. 1991.

GALVIS, Álvaro. Ingeniería de software educativo. EDICIONES UNIDAS, 1992.

GARCIA, M; MIER, R; CRUZ, L. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones UIS. 2009.

GARCÍA, Miguel; VÁSQUEZ, Darío. Análisis de tratamiento de pérdidas de circulación de fluidos de perforación durante la perforación de los pozos TR-18B Tr-4R y SV-5A. San Salvador: Universidad del Salvador [en línea]. Disponible en:https://es.slideshare.net/nelsonmaytagomez/analisis-tratamiento-perdidascirculaciondefluidosen-perforacion-51658748?qid=f55de36f-5122-4d1b-a4a6-a5ea61b2-bb76&v=&b=&from_search=1.

GRAELLS, Pedro Marquès. "Evaluación y selección de software educativo." Las nuevas tecnologías en la respuesta educativa a la diversidad, Universidad Autónoma de Barcelona 2002.

HERNANDEZ.H. Procedimientos para pega de tubería. Departamento PAE-OXY. 2006.

HINESTROZA, Solis; GALINDO, Juan. Desarrollo de un software para el diseño de la sarta de perforación de pozos petrolíferos. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2015.

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS. El abecé del Petróleo y del Gas en el mundo y en la Argentina. Buenos Aires: Capítulo 6. 2009.

MEJÍA, Carlos. Evaluación de los problemas en operaciones de wellservices, workover, perforación e incorporación de nuevas tecnologías a las condiciones

operativas del campo Caño Limón. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2004.

M-I & SAWCO, Drilling Fluid Engineering Manual. Houston Texas: Capítulo 14. Versión 2.0. 2001.

MORENO, Gelber. BALLESTEROS, Javier. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional de casing drilling. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2011.

PARRA, Julián. Evaluación técnica de nanomateriales como una solución a problemas operacionales durante la perforación. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2014.

PÉREZ, Carlos. Evaluación técnica y financiera de la aplicación de la tecnología de perforación con control dinámico de presión (MPD), como alternativa para la reducción de pérdidas de circulación en zonas de baja presión de poro. Aplicación campo colombiano. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2016.

PRIDE. Procedimiento eventos no programados-operaciones en pega de tubería. 2005.

RIVERA, Rodolfo. Control de gestión aplicado a la campaña de perforación del equipo PRIDE-25 en el campo Caño Limón. Tesis de monografía. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2007.

ROA, Maria. Análisis, causas y caracterización de cavings aplicado a la estabilidad de pozos: Dos casos en el Piedemonte llanero. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006.

RODRIGUEZ, Alba Estudios de control de pozos durante las operaciones de mantenimiento y workover en el campo Apiay y Castilla la Nueva. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2008.

ROMERO, Luis. Elaboración del plan de perforación del pozo Canaguay 1. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2009.

SCHLUMBERGER. Oilfield glossary [en línea]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

VARGAS Julián. Análisis de colapsos de casing para pozos productores en arenas del cretáceo. Tesis de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2005.

VARGAS, Carlos. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia. - sede Bogotá. Agencia Nacional de Hidrocarburos, diciembre 2011.

VEGA, Lucía. Evaluación y desarrollo del programa de fluidos de perforación para un pozo exploratorio ubicado en la subcuenca del Piedemonte llanero en el departamento de Casanare aplicando el manual de procedimientos técnicos de Halliburton BAROID Drilling Fluids. Tesis de Grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2012.

WELL CONTROL SCHOOL - WCS. Manual de Control de Pozos. Harvey, Louisiana: Moss LANE. Capítulo 7. 2003.

WORKSTRINGS INTERNATIONAL. Equipment tubulars [en línea]. Disponible en: <http://www.workstringsinternational.com/>.

ANEXOS

Anexo A. Aproximación profundidades de las formaciones en la provincia estructural de Arauca.

| FORMACIÓN | | TOPE | BASE | ESPESOR |
|--|----|------|------|---------|
| Guayabo-Necesidad Farallones-Caja | | 0 | 3345 | 3345 |
| León | | 3345 | 5325 | 1980 |
| Carbonera | C1 | 5325 | 5525 | 200 |
| | C2 | 5525 | 5725 | 200 |
| | C3 | 5725 | 5875 | 150 |
| | C4 | 5875 | 6175 | 300 |
| | C5 | 6175 | 6475 | 300 |
| | C6 | 6475 | 6625 | 150 |
| | C7 | 6625 | 7458 | 833 |
| | C8 | 7458 | 7558 | 100 |
| Mirador | | 7558 | 8050 | 492 |
| Gachetá | | 8050 | 8650 | 600 |
| Une | | 8650 | 9000 | 350 |
| Basamento | | 9000 | | |

Anexo B. Aproximación profundidades de las formaciones en la provincia estructural de Casanare.

| FORMACIÓN | | TOPE | BASE | ESPESOR |
|--------------------------------------|----|-------|-------|---------|
| Guayabo-Necesidad Farallones-Caja | | 0 | 5000 | 5000 |
| León | | 5000 | 7150 | 2150 |
| Carbonera | C1 | 7150 | 7300 | 150 |
| | C2 | 7300 | 7450 | 150 |
| | C3 | 7450 | 7600 | 150 |
| | C4 | 7600 | 8025 | 200 |
| | C5 | 8025 | 8587 | 183 |
| | C6 | 8587 | 8737 | 150 |
| | C7 | 8737 | 9002 | 265 |
| | C8 | 9002 | 10702 | 169 |
| Mirador | | 10702 | 10938 | 235 |
| Barco | | 10938 | 11413 | 475 |
| Cuervos | | 11413 | 11663 | 250 |
| Guadalupe | | 11663 | 11981 | 318 |
| Gachetá | | 11981 | 12301 | 321 |
| Une | | 12301 | 12774 | 473 |
| Basamento | | 12774 | | |

Anexo C. Aproximación profundidades de las formaciones en la provincia estructural de Meta.

| FORMACIÓN | | TOPE | BASE | ESPESOR |
|--------------------------------------|----|------|------|---------|
| Guayabo-Necesidad Farallones-Caja | | 0 | - | |
| León | | - | - | |
| Carbonera | C1 | | 3600 | 3600 |
| | C2 | 3600 | 4600 | 1000 |
| | C3 | 4600 | 5350 | 750 |
| | C4 | 5350 | 5900 | 550 |
| | C5 | 5900 | 6100 | 200 |
| | C6 | 6100 | 6700 | 600 |
| | C7 | 6700 | 7483 | 783 |
| | C8 | 7483 | 7617 | 133 |
| Mirador | | 7617 | 8271 | 654 |
| Barco | | 0 | 0 | 0 |
| Cuervos | | 0 | 0 | 0 |
| Guadalupe | | 8271 | 9375 | 1104 |
| Gachetá | | 9375 | 9525 | 150 |
| Une | | 9525 | 9875 | 350 |
| Basamento | | 9875 | | |

Anexo D. Aproximación profundidades de las formaciones en la provincia estructural de piedemonte.



| FORMACIÓN | TOPE | BASE | ESPESOR |
|----------------|-------|-------|---------|
| Cuaternario-C5 | 0 | 239 | 239 |
| C6 | 239 | 954 | 715 |
| C7 | 954 | 1944 | 990 |
| C6 | 1944 | 2794 | 850 |
| C6 | 2794 | 3714 | 920 |
| C7 | 3714 | 4684 | 970 |
| C8 | 4684 | 5124 | 440 |
| C7 | 5124 | 5599 | 475 |
| C8 | 5599 | 6674 | 1075 |
| Mirador | 6674 | 7574 | 900 |
| Cuervos | 7574 | 8334 | 760 |
| Barco | 8334 | 9184 | 850 |
| Guadalupe | 9184 | 9984 | 800 |
| Gacheta | 9984 | 10684 | 700 |
| C7/C8 | 10684 | 11382 | 698 |
| C7/C8 | 11382 | 12631 | 1249 |
| Mirador | 12631 | 13100 | 469 |
| C8 | 13100 | 14064 | 964 |
| Mirador | 14064 | 14564 | 500 |
| Cuervos | 14564 | 15284 | 720 |
| C8 | 15284 | 15634 | 350 |
| Mirador | 15634 | 16134 | 500 |
| Cuervos | 16134 | 16884 | 750 |
| Barco | 16884 | 17474 | 590 |
| C8 | 17474 | 18064 | 590 |
| Mirador | 18064 | 18464 | 400 |
| Cuervos | 18464 | 18714 | 250 |

Fuente. VEGA, Lucía. Evaluación y desarrollo del programa de fluidos de perforación para un pozo exploratorio ubicado en la subcuenca del Piedemonte llanero en el departamento de Casanare aplicando el manual de procedimientos técnicos de Halliburton BAROID Drilling Fluids. Tesis de Grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2012.

Anexo E. Capacidad de Top drive por departamento.

| abr-15 | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|----------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|
| Dpto \ Ton | 34 | 150 | 220 | 250 | 270 | 275 | 350 | 500 | 550 | 650 | 700 | 750 | KELLY | TOTAL |
| Antioquia | | | | | | | 1 | | 1 | | | | 1 | 3 |
| Arauca | | | | | | 1 | | | | 1 | | | | 2 |
| Boyacá | | | | 2 | | | 1 | | | | | | 4 | 7 |
| Caquetá | | | | | | | | | | | | | 1 | 1 |
| Casanare | | | | 1 | | 1 | | 2 | | | | 2 | | 6 |
| Cesar | | | | | | | 1 | | | | | | | 1 |
| Cundinamarca | | | | | | | | | | | | | 1 | 1 |
| Magdalena | | | 1 | | | | | | | | | 1 | | 2 |
| Meta | | | 1 | 7 | | | 1 | 9 | | | | | | 18 |
| Putumayo | | | | 1 | | | | | | | | | | 1 |
| Santander | | 2 | | 1 | | | | 1 | 1 | | | | | 5 |
| Tolima | | | | | | | | 1 | | | | | | 1 |
| No Disponible | 2 | 2 | | 4 | | | | 7 | | | | 2 | 7 | 24 |
| TOTAL | 2 | 4 | 2 | 16 | 0 | 2 | 4 | 20 | 2 | 1 | 0 | 5 | 14 | 72 |

| dic-16 | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|
| Dpto \ Ton | 34 | 150 | 220 | 250 | 270 | 275 | 350 | 500 | 550 | 650 | 700 | 750 | KELLY | TOTAL |
| Arauca | | | | | | | | 1 | | | | | | 1 |
| Boyacá | | | | 1 | | | | | | | | | 4 | 5 |
| Caquetá | | | | | | | | | | | | | 1 | 1 |
| Casanare | | | | | | | | 2 | | | | 3 | | 5 |
| Cesar | | | | | | | 1 | | | | | | | 1 |
| Cundinamarca | | | | | | | | | | | | | 1 | 1 |
| Magdalena | | | 1 | | | | | | | | | 1 | | 2 |
| Meta | | | 1 | 4 | | | 1 | 9 | | | 1 | | 1 | 17 |
| Putumayo | | | | | | | | 1 | | | | | | 1 |
| Santander | | | | | | | | | | | | | 1 | 1 |
| Tolima | | | | | | | | | | | | | 1 | 1 |
| No Disponible | | | | 4 | | | | | | | | | 1 | 5 |
| TOTAL | 0 | 0 | 2 | 9 | 0 | 0 | 2 | 13 | 0 | 0 | 1 | 4 | 10 | 41 |

| nov-17 | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|----------|----------|-----------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-------|-------|
| Dpto \ Ton | 34 | 150 | 220 | 250 | 270 | 275 | 350 | 500 | 550 | 650 | 700 | 750 | KELLY | TOTAL |
| Antioquia | | | | | | | | | | | | | 2 | 2 |
| Arauca | | | | | 1 | | | | | 1 | | | | 2 |
| Boyacá | | | | 1 | | | | | | | | | 5 | 6 |
| Caquetá | | | | | | | | | | | | | 1 | 1 |
| Casanare | | | | 1 | | | 1 | 2 | | | | 2 | | 6 |
| Meta | | | 1 | 6 | | | | 8 | | | | | 1 | 16 |
| Putumayo | | | | 1 | | | | | | | | | | 1 |
| Santander | | 1 | | | | | 1 | 1 | | | | | | 3 |
| Tolima | | | | | | | | 1 | | | | | | 1 |
| No Disponible | | | 1 | 4 | | | | 5 | | | | 1 | 16 | 27 |
| TOTAL | 1 | 2 | 13 | 1 | 2 | 17 | 1 | 1 | 1 | 3 | 25 | 65 | | |

Anexo F. Potencia por departamento.

| abr-15 | | | | | | | | | |
|---------------|-----------|---------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|----------|----------|----------|-----------|
| Dpto \ HP | Hasta 350 | Desde 360 hasta 650 | Desde 660 hasta 900 | Desde 1000 hasta 1200 | Desde 1500 hasta 1700 | 2000 | 3000 | ND | TOTAL |
| Antioquia | 2 | 1 | | | | | | | 3 |
| Arauca | | | | | 1 | | 1 | | 2 |
| Boyacá | 2 | 1 | 2 | 2 | | | | | 7 |
| Caquetá | | 1 | | | | | | | 1 |
| Casanare | | | | | 2 | 1 | 3 | | 6 |
| Cesar | | | | 1 | | | | | 1 |
| Cundinamarca | | 1 | | | | | | | 1 |
| Magdalena | | | | 1 | | 1 | | | 2 |
| Meta | | | 4 | 3 | 11 | | | | 18 |
| Putumayo | | | | | 1 | | | | 1 |
| Santander | | 2 | 1 | | 2 | | | | 5 |
| Tolima | | | | | | 1 | | | 1 |
| No Disponible | | 3 | 4 | 8 | 8 | | 1 | | 24 |
| TOTAL | 4 | 9 | 11 | 15 | 25 | 3 | 5 | 0 | 72 |

| dic-16 | | | | | | | | | |
|---------------|-----------|---------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|----------|----------|----------|-----------|
| Dpto \ HP | Hasta 350 | Desde 360 hasta 650 | Desde 660 hasta 900 | Desde 1000 hasta 1200 | Desde 1500 hasta 1700 | 2000 | 3000 | ND | TOTAL |
| Arauca | | | | | 1 | | | | 1 |
| Boyacá | 2 | 1 | 2 | | | | | | 5 |
| Caquetá | | 1 | | | | | | | 1 |
| Casanare | | | | | 2 | | 3 | | 5 |
| Cesar | | | | 1 | | | | | 1 |
| Cundinamarca | | 1 | | | | | | | 1 |
| Magdalena | | | | 1 | | 1 | | | 2 |
| Meta | | | 4 | 3 | 10 | | | | 17 |
| Putumayo | | 1 | | 2 | 1 | 1 | | | 5 |
| Santander | | | | | 1 | | | | 1 |
| Tolima | | 1 | | | | | | | 1 |
| No Disponible | | 1 | | | | | | | 1 |
| TOTAL | 2 | 6 | 6 | 7 | 15 | 2 | 3 | 0 | 41 |

| nov-17 | | | | | | | | | |
|---------------|-----------|---------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|----------|----------|-----------|-----------|
| Dpto \ HP | Hasta 350 | Desde 360 hasta 650 | Desde 660 hasta 900 | Desde 1000 hasta 1200 | Desde 1500 hasta 1700 | 2000 | 3000 | ND | TOTAL |
| Antioquia | 2 | | | | | | | | 2 |
| Arauca | | | | 1 | | | 1 | | 2 |
| Boyacá | 2 | 1 | 2 | 1 | | | | | 6 |
| Caquetá | | 1 | | | | | | | 1 |
| Casanare | | | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | | 6 |
| Meta | | | 4 | 4 | 8 | | | | 16 |
| Putumayo | | | | 1 | | | | | 1 |
| Santander | | 1 | | | 2 | | | | 3 |
| Tolima | | | | | | 1 | | | 1 |
| No Disponible | | 2 | | 3 | 6 | 2 | | 14 | 27 |
| TOTAL | 4 | 5 | 7 | 11 | 17 | 4 | 3 | 14 | 65 |

UISSAPP

RIG 18 – 3000 HP

Rated drilling depth:

25.000 ft w/ 5" DP

Mast:

160 ft x 1.000.000 lb. Hook load
w/12 Lines (1-7/8")

Substructure:

29 ft. Rotary capacity 1.000.000 lb.
Setback Capacity 750.000 libras

Drawworks:

NOV 110 UE with Baylor brake
powered by Three (3) GE752
traction motors. Drilling line 1-7/8"

Rotary equipment:

Rotary Load 1.000.000 lb. 37 ½".
Top Drive: Canring 8050 AC 500 TON

Choke Manifold:

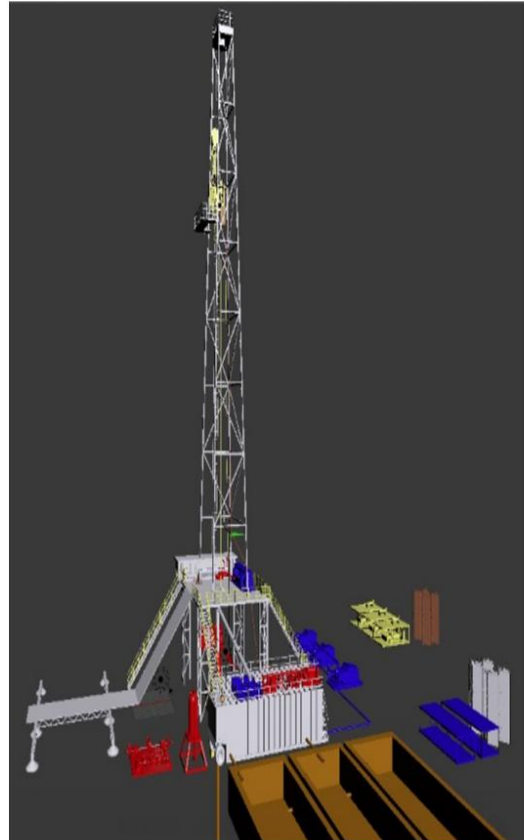
10,000 psi wp

Blowout Prevention (BOP) System:

13-5/8" 5.000 psi wp Annular prev.
13-5/8" 10,000 psi wp double ram
13-5/8" 10,000 psi wp single ram

Power system:

Three (3) Cat3512-C engines
1476 kW



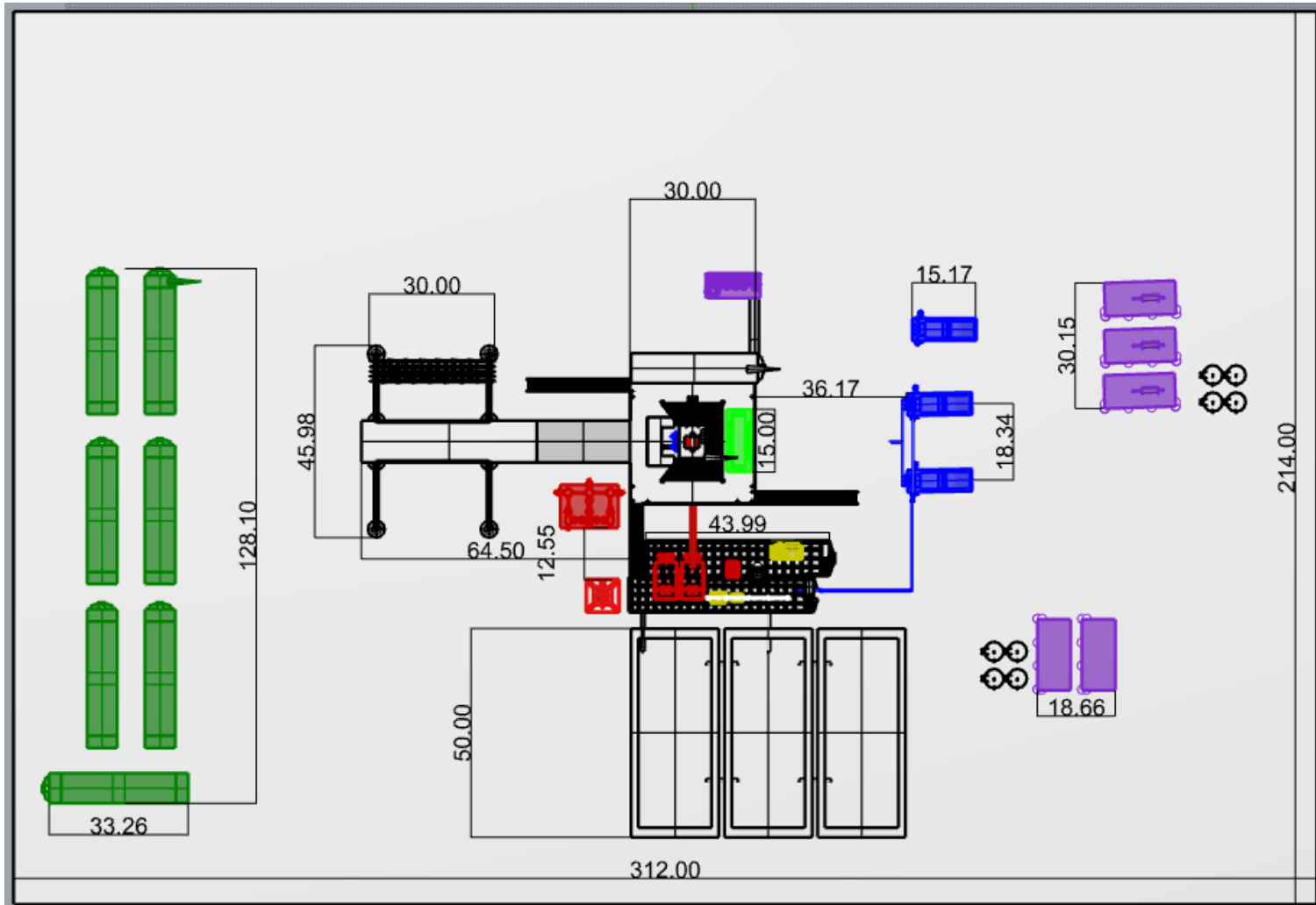
Mud pumps and Solids control:

Three (3) triplex pumps of 1600 HP
powered by Two (3) GE752
traction motors on each pump.
Two (2) Tank 2050 bbl system.
Two (2) Shale Shakers, One (1)
degasser, One (1) desander, One
(1) Desilter



COLOMBIA

Anexo H. Layout SSAPP - RIG 18.



Anexo I. Ensamblaje de fondo para la subcuenca Arauca.

| FASE 1 - 17 1/2" | | | | | |
|-------------------------|----------|---------------|-----------------|---------|------------------|
| COMPONENTE | CANTIDAD | LONGITUD (FT) | OD (IN) | ID (IN) | CONEXIÓN |
| BIT (17 1/2") | 1 | 0,9 | 17 1/2 | - | 7 5/8 REG |
| BIT SUB | 1 | 4 | 8 | 2 5/8 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (17 1/2") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (17 1/2") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 15 | 450 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| JAR (8") | 1 | 33 | 8 | 3 | 6 5/8 REG |
| CROSSOVER | 1 | 3 | 6 5/8 x 7 15/16 | 2 3/4 | NC50 x 6 5/8 REG |
| HWDP (5") | 3 | 90 | 5 | 3 | NC50 |
| DP (5") | 5 | 150 | 5 | 4,276 | NC50 |

| FASE 2 - 12 1/4" | | | | | |
|-------------------------|----------|-------------|-----------------|---------|------------------|
| COMPONENTE | CANTIDAD | LENGTH (FT) | OD (IN) | ID (IN) | CONEXIÓN |
| BIT (12 1/4") | 1 | 0,9 | 12,1/4 | - | 6 5/8 REG |
| BIT SUB | 1 | 4 | 8 | 2 5/8 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (12 1/4") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (12 1/4") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 15 | 450 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| JAR (8") | 1 | 33 | 8 | 3 | 6 5/8 REG |
| CROSSOVER | 1 | 3 | 6 5/8 x 7 15/16 | 2 3/4 | NC50 x 6 5/8 REG |
| HWDP (5") | 15 | 450 | 5 | 3 | NC50 |
| DP (5") | 267 | 8010 | 5 | 4,276 | NC50 |

Anexo J. Ensamblaje de fondo para la subcuenca Casanare.

| FASE 1 - 17 1/2" | | | | | |
|-------------------------|----------|-------------|-----------------|---------|------------------|
| COMPONENTE | CANTIDAD | LENGTH (FT) | OD (IN) | ID (IN) | CONEXIÓN |
| BIT (17 1/2") | 1 | 0,9 | 17 1/2 | - | 6 5/8 REG |
| BIT SUB | 1 | 4 | 8 | 2 5/8 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (17 1/2") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (17 1/2") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 8 | 240 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| JAR (8") | 1 | 33 | 8 | 3 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 3 | 90 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| CROSSOVER | 1 | 3 | 6 5/8 x 7 15/16 | 2 3/4 | NC50 x 6 5/8 REG |
| HWDP (5") | 12 | 360 | 5 | 3 | NC50 |
| DP (5") | 40 | 1200 | 5 | 4,276 | NC50 |

| FASE 2 - 12 1/4" | | | | | |
|-------------------------|----------|-------------|-----------------|---------|------------------|
| COMPONENTE | CANTIDAD | LENGTH (FT) | OD (IN) | ID (IN) | CONEXIÓN |
| BIT (12 1/4") | 1 | 0,9 | 12,1/4 | - | 6 5/8 REG |
| BIT SUB | 1 | 4 | 8 | 2 5/8 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (12 1/4") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (12 1/4") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 8 | 240 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| JAR (8") | 1 | 33 | 8 | 3 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 3 | 90 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| CROSSOVER | 1 | 3 | 6 5/8 x 7 15/16 | 2 3/4 | NC50 x 6 5/8 REG |
| HWDP (5") | 12 | 360 | 5 | 3 | NC50 |
| DP (5") | 330 | 9900 | 5 | 4,276 | NC50 |

| FASE 3 - 8 1/2" | | | | | |
|------------------------|----------|-------------|---------|---------|----------|
| COMPONENTE | CANTIDAD | LENGTH (FT) | OD (IN) | ID (IN) | CONEXIÓN |
| BIT (8 1/2") | 1 | 0,9 | 8 1/2 | - | NC50 |
| BIT SUB | 1 | 4 | 6 1/2 | 2,325 | NC50 |
| DC (6 1/2") | 1 | 30 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| STB (8 1/4") | 1 | 6 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| DC (6 1/2") | 1 | 30 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| STB (8 1/4") | 1 | 6 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| DC (6 1/2") | 23 | 690 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| JAR (6 1/2") | 1 | 33 | 6 1/2 | 3 | NC50 |
| DC (6 1/2") | 3 | 90 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| HWDP (5") | 8 | 240 | 5 | 3 | NC50 |
| DP (5") | 386 | 11580 | 5 | 4,276 | NC50 |

Anexo K. Ensamblaje de fondo para la subcuenca Piedemonte.

| FASE 1 - 17 1/2" | | | | | |
|-------------------------|----------|-------------|-----------------|---------|------------------|
| COMPONENTE | CANTIDAD | LENGTH (FT) | OD (IN) | ID (IN) | CONEXIÓN |
| BIT (17 1/2") | 1 | 0,9 | 17 1/2 | - | 6 5/8 REG |
| BIT SUB | 1 | 4 | 8 | 2 5/8 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (17 1/2") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (17 1/2") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 14 | 420 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| JAR (8") | 1 | 33 | 8 | 3 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 3 | 90 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| CROSSOVER | 1 | 3 | 6 5/8 x 7 15/16 | 2 3/4 | NC50 x 6 5/8 REG |
| HWDP (5") | 6 | 180 | 5 | 3 | NC50 |
| DP (5") | 180 | 5400 | 5 | 4,276 | NC50 |

| FASE 2 - 12 1/4" | | | | | |
|-------------------------|----------|-------------|-----------------|---------|------------------|
| COMPONENTE | CANTIDAD | LENGTH (FT) | OD (IN) | ID (IN) | CONEXIÓN |
| BIT (12 1/4") | 1 | 0,9 | 12,1/4 | - | 6 5/8 REG |
| BIT SUB | 1 | 4 | 8 | 2 5/8 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (12 1/4") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (12 1/4") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 19 | 570 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| JAR (8") | 1 | 33 | 8 | 3 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 3 | 90 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| CROSSOVER | 1 | 3 | 6 5/8 x 7 15/16 | 2 3/4 | NC50 x 6 5/8 REG |
| HWDP (5") | 6 | 180 | 5 | 3 | NC50 |
| DP (5") | 325 | 9750 | 5 | 4,276 | NC50 |

| FASE 3 - 8 1/2" | | | | | |
|------------------------|----------|-------------|---------|---------|----------|
| COMPONENTE | CANTIDAD | LENGTH (FT) | OD (IN) | ID (IN) | CONEXIÓN |
| BIT (8 1/2") | 1 | 0,9 | 8 1/2 | - | NC50 |
| BIT SUB | 1 | 4 | 6 1/2 | 2,325 | NC50 |
| DC (6 1/2") | 1 | 30 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| STB (8 1/4") | 1 | 6 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| DC (6 1/2") | 1 | 30 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| STB (8 1/4") | 1 | 6 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| DC (6 1/2") | 30 | 900 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| JAR (6 1/2") | 1 | 33 | 6 1/2 | 3 | NC50 |
| DC (6 1/2") | 3 | 90 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| HWDP (5") | 6 | 180 | 5 | 3 | NC50 |
| DP (5") | 580 | 17400 | 5 | 4,276 | NC50 |

Anexo L. Ensamblaje de fondo para la subcuenca Meta.

| FASE 1 - 17 1/2" | | | | | |
|-------------------------|----------|-------------|-----------------|---------|------------------|
| COMPONENTE | CANTIDAD | LENGTH (FT) | OD (IN) | ID (IN) | CONEXIÓN |
| BIT (17 1/2") | 1 | 0,9 | 17 1/2 | - | 6 5/8 REG |
| BIT SUB | 1 | 4 | 8 | 2 5/8 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (17 1/2") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (17 1/2") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 8 | 240 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| JAR (8") | 1 | 33 | 8 | 3 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 3 | 90 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| CROSSOVER | 1 | 3 | 6 5/8 x 7 15/16 | 2 3/4 | NC50 x 6 5/8 REG |
| HWDP (5") | 3 | 90 | 5 | 3 | NC50 |
| DP (5") | 16 | 480 | 5 | 4,276 | NC50 |

| FASE 2 - 12 1/4" | | | | | |
|-------------------------|----------|-------------|-----------------|---------|------------------|
| COMPONENTE | CANTIDAD | LENGTH (FT) | OD (IN) | ID (IN) | CONEXIÓN |
| BIT (12 1/4") | 1 | 0,9 | 12,1/4 | - | 6 5/8 REG |
| BIT SUB | 1 | 4 | 8 | 2 5/8 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (12 1/4") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 1 | 30 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| STB (12 1/4") | 1 | 6 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 14 | 420 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| JAR (8") | 1 | 33 | 8 | 3 | 6 5/8 REG |
| DC (8") | 3 | 90 | 8 | 2 13/16 | 6 5/8 REG |
| CROSSOVER | 1 | 3 | 6 5/8 x 7 15/16 | 2 3/4 | NC50 x 6 5/8 REG |
| HWDP (5") | 3 | 90 | 5 | 3 | NC50 |
| DP (5") | 230 | 6900 | 5 | 4,276 | NC50 |

| FASE 3 - 8 1/2" | | | | | |
|------------------------|----------|-------------|---------|---------|----------|
| COMPONENTE | CANTIDAD | LENGTH (FT) | OD (IN) | ID (IN) | CONEXIÓN |
| BIT (8 1/2") | 1 | 0,9 | 8 1/2 | - | NC50 |
| BIT SUB | 1 | 4 | 6 1/2 | 2,325 | NC50 |
| DC (6 1/2") | 1 | 30 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| STB (8 1/4") | 1 | 6 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| DC (6 1/2") | 1 | 30 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| STB (8 1/4") | 1 | 6 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| DC (6 1/2") | 13 | 390 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| JAR (6 1/2") | 1 | 33 | 6 1/2 | 3 | NC50 |
| DC (6 1/2") | 3 | 90 | 6 1/2 | 2 13/16 | NC50 |
| HWDP (5") | 12 | 360 | 5 | 3 | NC50 |
| DP (5") | 295 | 8850 | 5 | 4,276 | NC50 |

Anexo M. Ficha técnica encuesta SSAPP.

| FICHA TÉCNICA | |
|--|--|
| Título de la investigación | Sistema para la simulación de las actividades de perforación de pozos petrolíferos verticales - SSAPP |
| Unidad de muestreo | Profesionales - Expertos en actividades de perforación |
| Tipo de encuesta | Directo - personalizado |
| Lugar de encuesta | Instalaciones de la Universidad Industrial de Santander (UIS) y el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) |
| Población total | 7 personas |
| Fecha de inicio de encuesta | 16/ene/2017 |
| Fecha de terminación de encuesta | 06/feb/2017 |
| Fecha de inicialización del procesamiento de datos | 13/feb/2017 |
| Fecha de terminación del procesamiento de datos | 18/feb/2017 |
| Dependencia solicitante del estudio | Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS |
| Responsables del proyecto | Giovanny Steven Menjura Martínez Jhon Fredy Sanabria Rincón |
| Coordinador del proyecto | M.Sc. Wilson Raúl Carreño Velasco M.Sc. Luis Eduardo Bautista Rojas |

Anexo N. Hoja de matado del pozo.

Enter all information. Note that if a component does not appear you must set zero (0) in length, capacity, and volume. Press OK to save data and RETURN to exit

| WELL INFORMATION | | | |
|------------------|------|----------------|-------|
| Well depth | (ft) | Shoe | (ft) |
| Hole size | (in) | Mud density | (ppg) |
| OD casing | (in) | SCR | (psi) |
| ID casing | (in) | Kill rate @SCR | (spm) |

| KILL DATA | | CALCULATIONS | |
|-----------|-------|--------------|-------|
| SIDPP | (psi) | KMW | (ppg) |
| SICP | (psi) | ICP | (psi) |
| PIT GAIN | (bbl) | FCP | (psi) |

| PUMP | |
|--------------|-----------|
| Displacement | (bbl/stk) |

| LENGTH, CAPACITY AND VOLUMENES | | | |
|--------------------------------|--------------|--------|---------|
| DRILL STRING | Cap (bbl/ft) | L (ft) | V (bbl) |
| DP 2 | | | |
| DP 1 | | | |
| HWDP | | | |
| DC 2 | | | |
| DC 1 | | | |
| TOTAL DRILL STRING | | | |

| LENGTH, CAPACITY AND VOLUMENES | | | |
|--------------------------------|--------------|--------|---------|
| ANNULAR | Cap (bbl/ft) | L (ft) | V (bbl) |
| OH - DC 1 | | | |
| OH - DC 2 | | | |
| OH - HWDP | | | |
| OH - DP 1 | | | |
| OH - DP 2 | | | |
| TOTAL OPEN HOLE | | | |

| LENGTH, CAPACITY AND VOLUMENES | | | |
|--------------------------------|--------------|--------|---------|
| ANNULAR | Cap (bbl/ft) | L (ft) | V (bbl) |
| CSG - DC 1 | | | |
| CSG - DC 2 | | | |
| CSG - HWDP | | | |
| CSG - DP 1 | | | |
| CSG - DP 2 | | | |
| TOTAL CASING | | | |
| TOTAL ANNULAR BIT - SURFACE | | | |

| VOLUMES AND STROKES | | |
|-------------------------------|---------|----------|
| Surface + Drill string | | |
| Space | V (bbl) | Stk, MP1 |
| Connections | | |
| Drill string | | |
| Surface to bit | | |
| Bit to shoe | | |
| V (bbl) | | Stk, MP1 |
| Bit to surface | | |
| V (bbl) | | Stk, MP1 |
| Well circulation | | |
| V (bbl) | | Stk, MP1 |

Drill string

Annular

Notes:

- i. Enter capacities with 7 decimal places and displacement with 5.
- ii. Jar, STB and Bit sut as if it were a DC to include its length.
- iii. OX as if it were a HWDP to include its length.
- iv. Surface to bit = Connections + Drill string
- v. Bit to shoe = Total open hole
- vi. Bit to Surface = Total annular bit Surface
- vii. Well circulation = Surface to bit + bit to surface

Formulario para llenar hoja de matado.

$$KWM = \frac{SIDPP}{0,052 * Well\ depth} + Mud\ density$$

$$ICP = SIDPP + SCR$$

$$FCP = SCR * \frac{KMW}{Mud\ density}$$

$$Influx\ height = \frac{PIT\ GAIN}{Cap\ OH - DC1}$$

$$Influx\ weight = MD - \frac{SICP - SIDPP}{Influx\ height * 0,052}$$

$$Cap = \frac{OD^2 - ID^2}{1029,4}$$

$$Volume = Cap * length$$

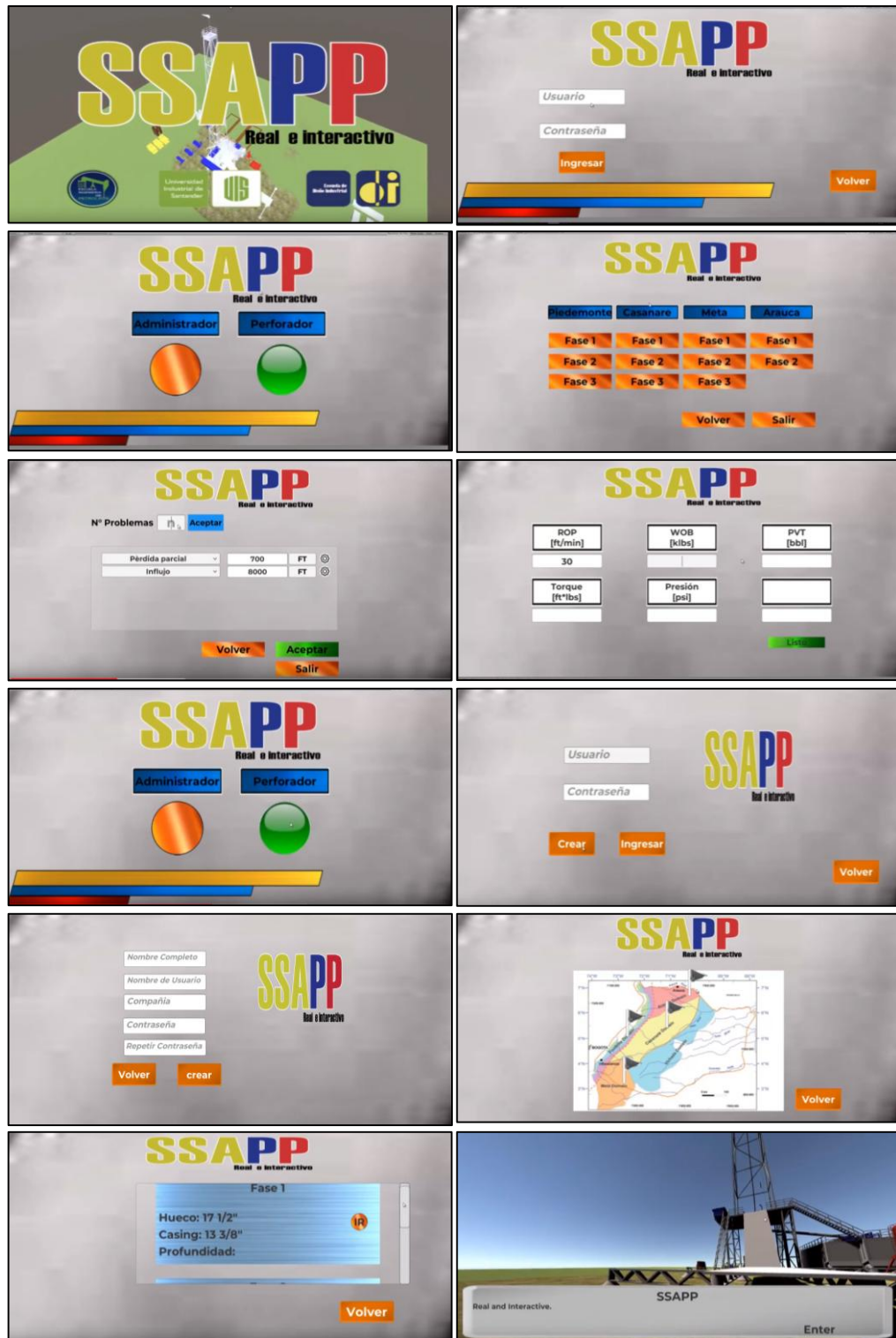
$$Stk, MP = \frac{Volume}{Displacement}$$

Anexo O. Mecanismo de pega de tubería

| MECANISMO DE PEGA DE TUBERIA | | | | | | |
|---|-----------------|--|-------------|--|-------------------|--|
| MECANISMO | EMPAQUETAMIENTO | | DIFERENCIAL | | GEOMETRÍA DE POZO | |
| ¿Movimiento de la tubería antes de la pega? | | | | | | |
| Moviéndose hacia Arriba | 2 | | 0 | | 2 | |
| Rotando hacia Arriba | 0 | | 0 | | 2 | |
| Moviéndose hacia Abajo | 1 | | 0 | | 2 | |
| Rotando hacia Abajo | 0 | | 0 | | 2 | |
| Estático | 2 | | 2 | | 0 | |
| ¿Movimiento de la tubería después de la pega? | | | | | | |
| Libre Abajo | 0 | | 0 | | 2 | |
| Restringido Abajo | 1 | | 0 | | 2 | |
| Imposible Abajo | 0 | | 0 | | 0 | |
| ¿Rotación de la tubería después de la pega? | | | | | | |
| Rotación libre | 0 | | 0 | | 2 | |
| Rotación restringida | 2 | | 0 | | 2 | |
| Rotación Imposible | 0 | | 0 | | 0 | |
| ¿Presión de circulación después de la pega? | | | | | | |
| Circulación libre | 0 | | 2 | | 2 | |
| Circulación Restringida | 2 | | 0 | | 0 | |
| Circulación Imposible | 2 | | 0 | | 0 | |
| Total puntos | | | | | | |
| <input type="checkbox"/> Empaquetamiento <input type="checkbox"/> Pega diferencial <input type="checkbox"/> Geometría del hueco | | | | | | |

Fuente. Modificada. PRIDE. Procedimiento eventos no programados-operaciones en pega de tubería.2

Anexo P. Interfaz de Inicio SSAPP.




Anexo Q. Pantallas principales del simulador SSAPP.

The screenshots display the following interface elements:

- Top Left:** 3D rig model and position controls (Block Position, Top Drive Speed, Elevator, High Travel, High Stop Point, Drill Stop Point, Low Travel Limit, Hook Put Limit).
- Top Right:** Motor status (VFD, Blower, Temperature), Speed (0 RPM), Torque (0 x 1000 ft.-Lbs), and Operation Mode (Drill, Con, Link Tilt, Make/Break).
- Middle Left:** Sensors (Rig Air, Emergency Brake, Park Brake, Hydraulic power) and Control Status (Position Calibration, VFD, Blower, Oil, Resistor).
- Middle Right:** Hookload (66.7 kibs), Ton-Milles Counter (0), and Well Completion table.
- Bottom Left (Mud Pumps):** Three panels for Mud Pump #1, #2, and #3, showing VFD status, assignment, stroke, and flow.
- Bottom Left (Parameters):** Well Depth, BIT Depth, Flow Rate, Mud Density, OBM, WBM, Return Flow, SPT, and SetPoint/Transfer controls.
- Bottom Left (Status):** Hookload (0 kibs), SPP (0 PSI), Top Drive Speed (0 RPM), and a list of system status buttons (Rig air pressure, Power limit, PTV, etc.).
- Bottom Right:** A large circular gauge for Hookload (8000) and WOB (8000), with a Kill sheet and various pressure/valve controls (Accumulator, Manifold, Annular, Choke line, Security Valve, etc.).

Anexo R. Evaluación con expertos.

| SISTEMA PARA LA SIMULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS VERTICALES | | | |  CONSTRUIR EL FUTURO | |
|---|--|-------------|----------------------------|--|--|
| Autores | GIOVANNY STEVEN MENJURA MARTÍNEZ | Director | Msc. WILSON CARREÑO | | |
| | JHON FREDY SANABRIA RINCÓN | Co-director | Msc. LUIS EDUARDO BAUTISTA | | |
| Objetivo | Diseñar y desarrollar una herramienta de software 3D, que permita simular las actividades de perforación y los problemas operacionales más frecuentes durante la operación de pozos petrolíferos verticales, con el fin de desarrollar habilidades y destrezas en el operario. | | | | |
| Documentación | Manual de Usuario | | | | |
| Requisitos técnicos | Memoria RAM 4 GB, Procesador Intel core I5, Disco duro de 2 GB y tarjeta grafica dedicada. | | | | |
| EVALUACIÓN EXTERNA | | | | | |
| ASPECTOS PEDAGÓGICOS Y FUNCIONALES. (marcar con una X, donde proceda, la valoración) | | | | | |
| | Excelente | Alta | Correcta | Baja | |
| Eficacia didáctica, puede facilitar el logro de sus objetivos | 4 | 1 | 1 | 0 | |
| Facilidad de instalación y uso | 2 | 2 | 2 | 0 | |
| Relevancia de los aprendizajes, contenidos | 4 | 2 | 0 | 0 | |
| Versatilidad didáctica: modificable, niveles, ajustes, informes | 4 | 2 | 0 | 0 | |
| Considera problemáticas de acceso | 2 | 2 | 2 | 0 | |
| Capacidad de motivación, atractivo, interés | 4 | 2 | 0 | 0 | |
| Adecuación a los destinatarios de los contenidos, actividades | 5 | 1 | 0 | 0 | |
| Potencialidad de los recursos didácticos: síntesis, resumen | 3 | 2 | 1 | 0 | |
| Tutorización, tratamiento diversidad, evaluación (preguntas, refuerzo) | 1 | 4 | 1 | 0 | |
| Enfoque aplicativo/ creativo de las actividades | 4 | 2 | 0 | 0 | |
| Fomento del autoaprendizaje, la iniciativa, toma decisiones | 4 | 2 | 0 | 0 | |
| ASPECTOS TÉCNICOS Y ESTÉTICOS (marcar con una X, donde proceda, la valoración) | | | | | |
| | Excelente | Alta | Correcta | Baja | |
| Entorno audiovisual: presentación, pantallas, sonido, letra | 3 | 2 | 1 | 0 | |
| Elementos multimedia: calidad, cantidad | 3 | 2 | 1 | 0 | |
| Calidad y estructuración de los contenidos | 3 | 2 | 1 | 0 | |
| Estructura y navegación por las actividades, metáforas | 2 | 3 | 1 | 0 | |
| Hipertextos descriptivos y actualizados | 1 | 4 | 1 | 0 | |
| Interacción con las actividades: diálogo, análisis respuestas. | 1 | 4 | 1 | 0 | |
| Ejecución fiable, velocidad de acceso adecuada | 1 | 3 | 1 | 1 | |
| Originalidad y uso de tecnología avanzada | 2 | 1 | 3 | 0 | |
| Calificación de 1 a 5 | | | | | |
| (5: excelente 4: muy bueno 3: bueno 2: regular 1: malo o 5: muy adecuado 4: bastante 3: poco 2: muy poco 1: nada) | | | | | |
| ¿Considera adecuada la selección de los contenidos? | | | | 5 | |
| ¿Le facilita la comprensión acerca del tema? | | | | 4 | |
| ¿Ha despertado interés en usted? | | | | 5 | |