

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN
CON PRESIÓN CONTROLADA PARA DISMINUIR TIEMPOS NO
PRODUCTIVOS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DEL
POZO A1

SERGIO ANDRES AMADO VELASQUEZ
JUAN DAVID MAHECHA BUSTOS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN
CON PRESIÓN CONTROLADA PARA DISMINUIR TIEMPOS NO
PRODUCTIVOS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO
A1

SERGIO ANDRES AMADO VELASQUEZ
JUAN DAVID MAHECHA BUSTOS

Proyecto integral de grado para optar por el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
JORGE ENRIQUE TRUJILLO FALLA
Ingeniero De Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BOGOTÁ D.C
2018

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Bogotá D.C. Febrero 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Ingeniería de Petróleos

Dr. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

Dedico este trabajo a Elver Amado, Marleny Velasquez y Lorena Amado, quienes son mi motor y mi apoyo para hacerme siempre una mejor persona. A los docentes que durante mi carrera me orientaron hacia el éxito de la ingeniería.

Sergio Andrés Amado Velasquez

Le dedico este trabajo de grado a Dios, sin él nada de esto sería posible, a mis padres Gilberto Mahecha y Marina Bustos por el apoyo incondicional desde que comencé este proceso, a mis hermanas Laura Angulo y Adriana Angulo quienes siempre tuvieron una palabra de apoyo para nunca desistir, a mi novia Paula Rodríguez por su ayuda, colaboración y paciencia, y a todos los colaboradores que directa o indirectamente contribuyeron para que esto fuera posible.

Juan David Mahecha Bustos

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios. Agradecemos a la Fundación Universidad de América por brindarnos las instalaciones. A nuestro director Jorge Trujillo por su entrega, tiempo y profesionalismo. Al ingeniero Leonel Carreño por capacitarnos, guiarnos y corregirnos durante todo nuestro proyecto de grado. Al ingeniero Andrés Amaya por guiarnos y enseñarnos a usar el simulador.

A los profesores y amigos Carlos Espinosa, Rosa Parra y Pedro Pablo Moreno por su tiempo prestado, sus enseñanzas y su profesionalismo como docentes y orientadores del trabajo de grado. A familiares, amigos, colegas, compañeros y todas las personas que hicieron parte y colaboraron en la realización del presente proyecto.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES DE LA CUENCA SINÚ COSTA AFUERA	31
1.1 HISTORIA DE LA CUENCA	31
1.2 LOCALIZACIÓN	32
1.3 MARCO GEOLÓGICO	34
1.3.1 Columna estratigráfica	34
1.3.2 Estratigrafía	35
1.3.3 Geología estructural	38
1.3.4 Geología del petróleo	40
1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN	41
2. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA EN AGUAS PROFUNDAS	44
2.1 PERFORACIÓN CONVENCIONAL COSTA AFUERA EN AGUAS PROFUNDAS	44
2.1.1 Tipos de plataformas costa afuera	44
2.1.2 Herramientas utilizadas en perforación convencional costa afuera	47
2.1.3 Tipos de pozos	49
2.1.4 Operación de perforación convencional costa afuera en aguas profundas	50
2.1.5 Riesgos específicos de perforación convencional costa afuera en aguas profundas	53
2.1.6 Ventajas de perforación convencional costa afuera en aguas profundas	55
2.1.7 Desventajas de perforación convencional costa afuera en aguas profundas	55
2.1.8 Historia de la perforación convencional en costa afuera	56
2.2 PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA COSTA AFUERA EN AGUAS PROFUNDAS	57
2.2.1 Antecedentes de la técnica de perforación con presión controlada	58
2.2.2 Tipos de perforación con presión controlada	58
2.2.3 Equipos de perforación con presión controlada	63
2.2.4 Riesgos de la técnica de perforación con presión controlada	73
2.2.5 Ventajas de la técnica de perforación con presión controlada	73

2.2.6 Desventajas de la técnica de perforación con presión controlada	74
2.2.7 Rango de aplicabilidad de la técnica de perforación con presión controlada	74
3. SIMULACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL ESPACIO ANULAR	76
3.1 DESCRIPCIÓN DE MÓDULOS DEL SIMULADOR ONESYNC	76
3.1.1 Equipos de superficie (<i>Surface Equipment</i>)	88
3.1.2 Datos del pozo (<i>Well Data</i>)	89
3.1.3 Ensamblaje de fondo (<i>Drill Stem</i>)	90
3.1.4 Propiedades de los fluidos (<i>Fluid Properties</i>)	90
3.2 PROCESAMIENTO DE DATOS INGRESADOS	91
3.2.1 Descripción de diagramas de flujo para escenarios problema	91
3.3. Resultados obtenidos de simulaciones en OneSync	99
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE SIMULACIONES EN ONESYNC	105
4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA UN CASO DE INTEGRIDAD DEL POZO O INFLUJO	105
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA UN CASO DE FRACTURA DE FORMACIÓN O PÉRDIDA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN	105
4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA UNA CONEXIÓN DE TUBERIA	106
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE POZO K1	108
4.5 PRONÓSTICO DE RESULTADOS PARA POZO A1	110
5. PLANTEAMIENTO DE SELECCIÓN DE TÉCNICAS DE PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA PARA ESCENARIOS PROBLEMA	116
5.1 PLANTEAMIENTO PARA UN ESCENARIO DE PÉRDIDA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN	116
5.2 PLANTEAMIENTO PARA UN ESCENARIO DE INESTABILIDAD DE POZO	117
5.3 PLANTEAMIENTO PARA UN ESCENARIO DE CONTROL DE POZO	118
5.4 PLANTEAMIENTO PARA UN ESCENARIO DE EMBALONAMIENTO	119
6. ANÁLISIS FINANCIERO	120
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	120
6.1.1 Escenario 1: Perforación convencional	121
6.1.2 Escenario 2: Perforación con presión controlada	122
6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	122
6.3 TASA DE INTERÉS DE OPORTUNIDAD (TIO)	123
6.4 FLUJOS DE CAJA	123
6.4.1 Escenario 1: Perforación convencional	123
6.4.2 Escenario 2: Perforación con presión controlada	124

7. CONCLUSIONES	125
8. RECOMENDACIONES	126
BIBLIOGRAFÍA	127
ANEXOS	129

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Caudal vs contrapresión	99
Tabla 2. Contrapresión requerida para valores de caudal.	107
Tabla 3. Resumen de resultados de Tiempos No Productivos en el Pozo K1.	109
Tabla 4. Eficiencia pronosticada para el Pozo A1.	111
Tabla 5. Pronóstico de resultados para Pozo A1.	113
Tabla 6. Pozos a perforar durante la campaña de exploración.	121
Tabla 7. Costo de perforación de un pozo, Escenario 1	121
Tabla 8. Costo de inversión inicial, Escenario 1	121
Tabla 9. Costo de perforación de un pozo, Escenario 2	122
Tabla 10. Costo de inversión, Escenario 2	122

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Caudal vs Contrapresión	108
Gráfica 2. Tiempos no productivos por escenarios problema en Pozo K1	110
Gráfica 3. Eficiencia pronosticada de reducción de NPT	112
Gráfica 4. Pronóstico de reducción de tiempos no productivos para el Pozo A1	114
Gráfica 5. Flujo de caja, Escenario 1	123
Gráfica 6. Flujo de caja, Escenario 2	124

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización de la Cuenca Sinú Costa Afuera, Colombia.	33
Figura 2. Columna estratigráfica general de la Cuenca Sinú Costa Afuera Colombia.	35
Figura 3. Modelo esquemático de la evolución de la Cuenca del Sinú.	40
Figura 4. Pozos perforados en la Cuenca del Sinú Costa Afuera.	43
Figura 5. Plataforma Jack-Up	45
Figura 6. Traslado de plataforma semi sumergible por medio de un barco.	46
Figura 7. Barco de perforación.	47
Figura 8. Instalación de tubo conductor.	50
Figura 9. Perforación y cementación de la primera sección en una perforación convencional costa fuera en aguas profundas.	51
Figura 10. Instalación de preventoras de reventones y Riser.	52
Figura 11. Muestra gráfica de la expansión de la ventana del fluido de perforación permitiendo la reducción de la cantidad de secciones.	60
Figura 12 Representación gráfica del perfil de presiones en el momento en el que el fluido de perforación detiene su flujo.	61
Figura 13. Ensamblaje de Riser ubicado por encima del anillo tensionador.	63
Figura 14. Ensamblaje de Riser ubicado por debajo del anillo tensionador.	64
Figura 15. Dispositivo de control rotatorio (Rotating Control Device "RCD").	65
Figura 16. Aislador de la sarta de perforación.	67
Figura 17. Carretel de flujo.	68
Figura 18. Ensamblaje de Riser.	69
Figura 19. Múltiple de amortiguación.	70
Figura 20. Recolector de basura.	71
Figura 21. Medidor de flujo Coriolis.	72
Figura 22. Colector de control de microflujo.	73
Figura 23. Grafica de flujo de entrada y salida y de densidad de entrada y salida, representando pérdida de fluido.	77
Figura 24. Datos básicos del proyecto.	78
Figura 25. Configuración de equipos.	79
Figura 26. Tubería e instrumentación de equipos.	80
Figura 27. Configuración y selección de Bombas.	81
Figura 28. Configuración y selección del Riser.	82
Figura 29. Survey de la información del Pozo.	83
Figura 30. Formaciones y litologías.	83

Figura 31. Construcción de Estado Mecánico	84
Figura 32. BHA, ensamblaje de fondo y características de tuberías.	85
Figura 34. Propiedades del fluido de perforación.	87
Figura 35. Diagrama operativo para escenario de pérdida total de fluido de perforación.	94
Figura 36. Diagrama operativo para escenario de presencia de influjo y/o reventón en el pozo.	98
Figura 37. Muestra gráfica de probabilidad de fractura de formación (Pérdida de fluido de perforación).	101
Figura 38. Muestra gráfica de probabilidad de derrumbe de formación.	102
Figura 39. Muestra gráfica de perforación con MPD.	103
Figura 40. Comparación de Tiempos No Productivos entre Pozo A1 y Pozo K1.	115
Figura 41. Comparación entre convencional y aplicación de MPD para inestabilidad de pozo.	118
Figura 42. Método del perforador analizado a partir del modelo del tubo en U.	131
Figura 43. Método de densificar y esperar o método del ingeniero analizado a partir del modelo del tubo en U.	133

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Diferencia de flujo.	92
Ecuación 2. Tiempo de reducción.	111
Ecuación 3. Eficiencia.	111
Ecuación 4. Valor Presente Neto (VPN).	122

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Método del perforador para control de pozo	130
Anexo B. Método de densificar y esperar o del ingeniero para control de pozo	132
Anexo C. Método concurrente	134

GLOSARIO

ABANDONO DE POZO: es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente

AGLOMERADO: conjunto de fragmentos rocosos, heterogéneos en cuanto a forma, tamaño y composición, consolidados generalmente por materiales finos (arena, limo, arcilla). Los aglomerados pueden tratarse de fragmentos consolidados por una matriz volcánica, entonces se le denomina aglomerado volcánico, o cementado por un lodo fluvial o flujo de lodo, entonces se le denomina aglomerado sedimentario. Sinónimo: brecha

AGUAS PROFUNDAS: se considera como agua continental a todas aquellas aguas que se ubican dentro de los continentes, tales como ríos, lagos, lagunas, mares internos y aún las aguas subterráneas.

AGUA DE FORMACIÓN: agua que quedó entrampada en el acuífero durante la formación o sedimentación de éste, es decir son contemporáneos. Sinónimo: connata, sin genética y congénita.

AGUA SUBTERRÁNEA: es el agua que se encuentra en el subsuelo, ocupando los espacios porosos o fracturas de las rocas. Las aguas subterráneas debidamente explotadas constituyen el abastecimiento principal para el desarrollo de las ciudades, industrias, agronomía, etc. El agua subterránea puede ser confinada cuando se encuentra a cierta profundidad de la superficie y el acuífero se halla limitado entre dos capas o rocas impermeables.

ANTICLINAL: plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario (divergen) a partir de un plano denominado axial.

ARBOL DE NAVIDAD: el conjunto de válvulas, bridas dobles y accesorios conectados al extremo superior del pozo para dirigir y controlar el flujo de fluidos de formación del pozo.

ARCILLOLITAS: roca sedimentaria compuesta principalmente de sedimentos de grano fino, cuyo tamaño es menor que 0,0039mm formada después de un proceso de compactación y cementación.

ARENA: fragmentos de rocas de dimensiones comprendidas entre 1/16 y 2 mm. Están compuestas mayormente de cuarzo y feldspatos, conteniendo además otros minerales, tomando el nombre del mineral de predominio o de importancia económica. Ejemplo. arena aurífera, arena monazítica, arena titanífera, etc. Las arenas son depositadas en las playas, en las depresiones y en los desiertos, después de haber sido transportadas desde lugares muy alejados por el mar, ríos, y esencialmente por el viento

ARENISCA: roca sedimentaria clástica, resultado de la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena. De acuerdo con el contenido de sus elementos o de su cementante, la arenisca puede denominarse: Arcosa (predominio de partículas de cuarzo), grauwaca (predominio de feldespatos), arenisca arcillosa (cementante arcilla), arenisca limosa (cementante limo), arenisca calcárea (cementante carbonatos), etc.

BAJO BALANCE: la cantidad de presión (o fuerza por unidad de área) ejercida sobre una formación expuesta en un pozo, por debajo de la presión interna del fluido de esa formación. Si existe suficiente porosidad y permeabilidad, los fluidos de formación ingresan en el pozo. La velocidad de perforación habitualmente se incrementa a medida que se alcanza una condición de bajo balance.

BARRIL (PETRÓLEO): unidad de volumen igual a 42 galones US.

BARRIL EQUIVALENTE: (boe) un término frecuentemente usado para comparar al gas con el aceite y proporcionar una medida común para diferentes calidades de gases. Es el número de barriles de aceite crudo estabilizado, que contienen aproximadamente la misma cantidad de energía que el gas: por ejemplo, 5.8 trillones de pies³ (de gas seco) equivalen aproximadamente a un billón de boe.

BARRILES POR DÍA: (bpd o b/d) en términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

BARRENA: la herramienta utilizada para triturar o cortar la roca. Todo lo que se encuentra en un equipo de perforación asiste directa o indirectamente a la barrena para la trituración o el corte de la roca. La barrena se encuentra en la parte inferior de la sarta de perforación y debe cambiarse cuando se desgasta excesivamente y deja de avanzar. La mayoría de las barrenas funcionan raspando o triturando la roca, o ambas acciones a la vez, generalmente como parte de un movimiento de rotación. Algunas barrenas, denominadas barrenas de tipo martillo, martillan la roca verticalmente en forma similar a un martillo neumático utilizado en operaciones de construcción.

BOP: una válvula grande instalada en el extremo superior de un pozo, que puede cerrarse si la brigada de perforación pierde el control de los fluidos de formación. Mediante el cierre de esta válvula (operada generalmente en forma remota a través de accionadores hidráulicos), la brigada de perforación generalmente retoma el control del yacimiento, y se pueden iniciar los procedimientos para incrementar la

densidad del lodo hasta que es posible abrir el BOP y mantener el control de la formación en términos de presión.

BUZAMIENTO: es el ángulo de inclinación o ángulo diedro comprendido entre el plano de la roca o estructura y el plano horizontal. Buzamiento es la línea de máxima pendiente de un estrato. La dirección del buzamiento siempre es perpendicular al rumbo o dirección.

CABALGAMIENTO: término usado para referirse a un plegamiento fallado (falla inversa) en el cual el bloque inferior o cabalgante se encuentra encima del bloque superior o cabalgado (bloque techo), dando lugar a que rocas más antiguas se encuentren sobre yaciendo a rocas más modernas.

CABEZA DE POZO: equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc.

CALIZA: roca sedimentaria formada por la precipitación del carbonato de calcio, en las regiones batiales y abisales de los fondos marinos. Compuesta esencialmente de carbonato de calcio – calcita.

CAPA: es la roca formada por la sedimentación de fragmentos o partículas provenientes de la desintegración de las rocas preexistentes o de la precipitación de las soluciones químicas acuosas. El estrato es de origen sedimentario y puede encontrarse tanto en rocas sedimentarias como metamórficas. Los estratos pueden ser: concordantes, discordantes y cruzados. También pueden ser divergentes o convergentes según su buzamiento.

CARGA HIDROSTÁTICA: la altura de una columna de agua dulce que ejerce presión a una profundidad dada. Algunos autores utilizan el término como sinónimo de presión hidrostática.

CARRETEL: un tambor embragado conectado al sistema de potencia del malacate, utilizado para tensionar las cadenas, los cables y las cuerdas sintéticas.

CEMENTACIÓN: preparar y bombear cemento en su lugar en un pozo. Las operaciones de cementación pueden llevarse a cabo para sellar el espacio anular después de bajar una sarta de revestimiento, para sellar una zona de pérdida de circulación, para colocar un tapón en un pozo existente desde el cual poder efectuar desviaciones con herramientas direccionales, o taponar un pozo para que pueda ser abandonado.

CENTRALIZADOR: una faja metálica con forma de arco de caza, adosada a una herramienta o a la parte externa de la tubería de revestimiento. Los centralizadores flexibles se utilizan para mantener la tubería de revestimiento en el centro de un pozo o la tubería de revestimiento ("centralizada") antes y durante una operación de cementación.

CHOKE DE PRODUCCION: válvula, es un componente principal de árboles de Navidad y colectores. Es diseñada para controlar el ritmo de producción de los pozos de petróleo y puede manejar la presión de trabajo de hasta 10.000 psi. Se puede clasificar en válvula choke manual y válvula choke hidráulica.

CIRCULACIÓN DE RECORTES: la muestra obtenida en el momento de la circulación de los recortes a la superficie o un volumen de fluido a bombear, como en la expresión "bombear los recortes de perforación a la superficie antes de continuar la perforación".

COLUMNA GEOLÓGICA: es una representación gráfica de la historia de la tierra. También se denomina Escala Geológica, o Geograma o columna cronoestratigráfica. La columna geológica se prepara partiendo de la época más antigua, superponiendo las más modernas, hasta llegar en la parte superior a la época actual.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria compuesta de cantos rodados, cementados en una matriz fina (arena, limo, arcilla), algunas veces la matriz puede ser calcárea o silicosa y en ocasiones que el conglomerado ha sido sometido a fuertes presiones y temperaturas la matriz puede hallarse fundida.

CONJUNTO DE PREVENTORES DE REVENTÓN: un conjunto de dos o más BOPs utilizados para asegurar el control de presión de un pozo. Un conjunto típico puede constar de una a seis válvulas de control de esclusas y, como opción, una o dos armaduras de control anular. Una configuración típica posee las válvulas de control de esclusas en el extremo inferior y las armaduras de control anular en el extremo superior.

CRUDO: mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en reservorios bajo tierra y que permanece a presión atmosférica después de ser recuperado del pozo. Se puede encontrar asociado con gas, sulfuros y metales.

DAÑO DE LA FORMACIÓN: alteración de las características originales o de campo lejano de una formación productiva, generalmente como resultado de la exposición a los fluidos de perforación. El agua o las partículas de sólidos presentes en los fluidos de perforación, o ambos elementos, tienden a reducir el volumen poral y la permeabilidad efectiva de la formación producible en la región vecina al pozo.

DELIMITACIÓN: actividad de exploración que incrementa, o reduce, reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.

DESGASIFICADOR: un dispositivo que remueve el aire o los gases (metano, H₂S, CO₂ y otros) de los líquidos de perforación.

DIAPIRISMO: es un tipo de intrusión en el que se fuerza un material más dúctil deformable y móvil a través de las rocas suprayacentes quebradizas. La forma de

diapiro depende del ambiente tectónico, en las regiones de bajo estrés tectónico los diapiros tienen unas estructuras en forma de hongo del tipo inestabilidad de Rayleigh-Taylor mientras que en zonas más tectónicamente activas son diques estrechos de material que se mueven a lo largo de las fracturas inducidas en la roca circundante.

DOMO SALINO: estructura en forma de domo formada de estratos cuya parte central o núcleo consiste de sal de roca. Se encuentra en los campos petroleros de la costa del Golfo de México y forma a menudo depósitos de aceite.

EMPAQUETAMIENTO: arreglo, acomodamiento y cementación de las partículas conformantes de los depósitos sedimentarios.

ESTRATIFICACIÓN: disposición paralela o subparalela que toman las capas de las rocas sedimentarias, durante su sedimentación. La estratificación puede ser concordante, discordante y cruzada. Es concordante cuando las capas se superponen unas a otras en sucesión de continuidad. Es discordante cuando las capas superiores sobre yacen a las inferiores formando un ángulo, cuando se ha producido una inclinación o erosión, denominándosele discordancia angular en el primer caso y discordancia erosional en el segundo. Es cruzada cuando las capas se suceden angularmente unas sobre otras, esto es característico de las deposiciones de arena de los deltas y en los desiertos.

ESTRATIGRAFÍA: es la ciencia que estudia la secuencia o sucesión de las capas o estratos que se han formado a través del tiempo geológico. El estudio estratigráfico no puede efectuarse sin la ayuda de la Paleontología. Las consideraciones de orden paleo climáticas son de sumo interés para el geólogo a fin de determinar la naturaleza de las facies y la génesis del material. La estratigrafía tiene dos bases fundamentales en el estudio de la secuencia: la de los fósiles que marca la edad relativa de las capas y de las facies que determina la naturaleza y el origen de los materiales.

ESTRECHO: dicese de la porción de mar ubicado entre dos continentes muy cercanos.

EXPLORACIÓN: actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de Hidrocarburos en el Subsuelo, en un área definida

FALLA: desplazamiento de un bloque rocoso con respecto a otro colindante a éste o de ambos bloques, a través de un plano denominado "plano de falla". Las fallas son producto de esfuerzos tectónicos, producto de la epirogenesis, orogenia, diastrofismo, tectónica de placas o cualquier otro tipo de desplazamiento de parte de la corteza. Una falla ocasiona discontinuidad de las estructuras geológicas.

FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO: el fluido, generalmente lodo de perforación, utilizado para expulsar una lechada de cemento de la sarta de revestimiento e introducirla en el espacio anular.

FORMACIÓN: es una secuencia de rocas, generalmente de características semejantes, en cuanto a litología, fósiles y edad. Por lo tanto, poseen una facies semejante, cuencas de deposición semejantes y cercanas, y fuentes de aportes de materiales también semejantes. Algunas formaciones tienen gran extensión territorial.

GAS DISUELTO: gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en el mismo.

GAS NATURAL: la mezcla de gases que se obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Asimismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser Gas Natural Asociado, Gas Natural No Asociado o gas asociado al carbón mineral.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: ciencia que se ocupa del estudio de los yacimientos de petróleo. Estudia su origen, época de formación, rocas favorables, condiciones geológicas favorables para su entrapamiento, su evaluación (cubicación), etc.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es la ciencia que estudia las deformaciones de la corteza terrestre relacionadas con el tiempo geológico. Estudia las deformaciones orogénicas, diastróficas, epirogénicas, etc. Las deformaciones pueden ser pliegues (monoclinales, anticlinales, sinclinales, domos, etc.), fallas (normales, inversas, etc.), intrusiones (vetas, diques, lacolitos, batolitos, etc.).

GEOLOGIA HISTÓRICA: es el estudio y narración de los acontecimientos ocurridos en la tierra a través del tiempo geológico.

GRANO: mineral, fragmento o partícula de tamaño tal que pueda ser observado a la simple vista del ojo. De acuerdo con el tamaño se define el tipo de textura.

GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO: el cambio de la presión de poro por unidad de profundidad, expresado normalmente en unidades de psi/pie o kPa/m. La presión se incrementa en forma predecible con la profundidad, en las áreas de presión normal.

GRUTA O CAVERNA: cavidad de formas bastante variadas que aparece frecuentemente en las rocas calcáreas o en rocas solubles cuyo cementante es calcáreo o soluble.

HIDROCARBUROS: grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos. Petróleo, Gas Natural, condensados, líquidos del Gas Natural e hidratos de metano.

IGNEA (ROCA): roca que se forma a partir de la solidificación del magma en su ascensión a la superficie terrestre

INFRAYACENTE: estrato o roca que reposa por debajo de otro superior.

INTRUSIÓN: penetración de rocas ígneas plutónicas o volcánicas entre rocas preexistentes.

LIMOLITA: es una roca compuesta por fragmentos de limo, consolidados y diagenizados. La limolita es de origen sedimentario, clástico.

LINEA DE FLUJO: la tubería metálica de gran diámetro que conecta el niple campana situado por debajo de la mesa rotativa con el tanque giratorio de los tanques de lodo. La línea de flujo es simplemente 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.

LITOLOGÍA: ciencia que estudia el origen, evolución y clasificación de las rocas. Se podría considerar como un sinónimo de petrología.

LODOLITA: roca formada por la consolidación de partículas finas, arcillas de color gris oscuro, a veces verdosa.

LITOESTRATIGRAFÍA: estudio, organización y clasificación de las rocas estratificadas en base a sus características litológicas.

LUTITAS: roca formada por la consolidación de partículas muy finas, arcillas. Presenta estructura laminar, muy fina, friable.

MAPA: es la representación cartográfica a escala de un territorio. Sinónimo de carta. Dentro del sistema cartográfico se tienen los siguientes tipos de mapas o cartas: batimétricos, físicos, geográficos, geomorfológicos, litológicos, paleo geográficos, paleo morfológicos, tectónicos, políticos, sísmicos, etc.

MESOZOICA O ERA SECUNDARIA: período del tiempo geológico comprendido entre fines del Pérmico (Paleozoico) y Paleoceno (Cenozoico). Su duración es de aproximadamente 140 millones de años. El Mesozoico se divide en tres períodos: Triásico, Jurásico y Cretáceo. El Mesozoico se caracteriza por un gran período de calma que precede a grandes revoluciones alpinas que se desarrollaron durante el Terciario.

PERMEABILIDAD: propiedad de los terrenos porosos y permeables de dejar pasar el agua fácilmente siguiendo las leyes hidrostáticas. Es la cantidad de agua que deja pasar una roca a través de una sección en un tiempo determinado.

PETRÓLEO: es una mezcla compleja natural de hidrocarburos líquidos compuestos esencialmente de carbono C (82 a 87%) e Hidrógeno H (11 a 15%) con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno y azufre. Estos elementos se combinan en varios tipos de moléculas de estructura compleja, cuya fórmula general es C_nH_{2n+2} pasando por los líquidos a los que también se les denomina parafina. El estado sólido del petróleo es la brea. El petróleo es una sustancia mineral, aunque algunos aluden a este concepto conocido como aceite de roca, Petro = piedra, roca, óleum = óleo, aceite. El petróleo se formó a partir de la putrefacción de los residuos de plantas y animales que se acumularon en los fondos marinos juntamente con los materiales que se formaban en aquellas épocas. Existen yacimientos petrolíferos paleozoicos y mesozoicos, pero los más abundantes y los que contienen mayores reservas son terciarios, posiblemente formados durante el Eoceno.

PLASTICIDAD: propiedad de las rocas de deformarse al recibir un esfuerzo conservando la deformación al cesar el esfuerzo. Cuando una roca posee estas características se le denomina roca plástica.

PLIEGUE: deformación de las rocas estratificadas, debido a los esfuerzos de compresión, a las propiedades plásticas de éstas y a las condiciones de elevada presión reinantes, tomando formas onduladas. Los plegamientos pueden clasificarse en estructuras arqueadas o convexas y cóncavas o en cubetas. Los elementos de un pliegue son: Rumbo, buzamiento (pitch o pendiente), plano axial, eje (charnela) y flanco.

POROSIDAD: es la relación existente entre el volumen de los intersticios porosos y el volumen de la roca o suelo. La porosidad se expresa siempre en porcentaje. Las rocas clásticas o fragmentarias como las arcillas, los limos, las areniscas, las gravas, los conglomerados son porosas. Las rocas volcánicas piro clásticas también son porosas, así como las rocas volcánicas lávicas.

RESISTIVIDAD: resistencia que ofrece un cubo de dimensiones unitarias de un determinado material al flujo de una corriente eléctrica. Símbolo: Q.

ROCA ALMACEN: roca que contiene un depósito mineral, petróleo o agua. Sinónimo: Roca huésped.

ROCA GENERADORA: es la roca que por alteración da lugar a la formación de suelos que se hallan cubriendo a la roca original o roca madre.

ROCA RESERVORIO: tipo de roca porosa y permeable que permite el almacenamiento de agua, petróleo y/o gas natural aislada por una roca sello. Los

reservorios que contienen grandes cantidades de estos materiales constituyen los yacimientos que con la debida tecnología permite su explotación económica.

ROCA SELLO: es aquel tipo de roca que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio o yacimiento. (generalmente lutitas).

SALINIDAD: es la cantidad de sales que contiene un océano, mar o lago. Esta cantidad normalmente se da en partes por mil

SEDIMENTACIÓN: es el proceso geológico mediante el cual los materiales detríticos erosionados de las rocas preexistentes se acumulan en un determinado lugar, que pueden ser los fondos marinos, los fondos lacustres, las depresiones continentales, etc.

SINCLINAL: es un tipo de plegamiento en el cual los estratos buzan en sentido convergente hacia el centro o plano axial. Es un pliegue de tipo cóncavo que generalmente forma una depresión sobre la cual se ubican los valles subsecuentes.

YACIMIENTO: acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

ABREVIATURAS

%	Porcentaje
API	<i>American Petroleum Institute</i> (Instituto Americano Del Petróleo)
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
BHA	<i>Bottom Hole Assembly</i> (Ensamblaje de Fondo)
bbbl	Barriles
COL	Colombia
E	Este
E.A	Efectivo Anual
Fm	Formación
ft	Pies
ft ³	Pies cúbicos
g	Gramos
gal	Galones
Ha	Hectáreas
INGEOMINAS	Instituto Geológico y de Minas
K	Kilos
Kg	Kilogramos
Km	Kilómetros
Km ³	Kilómetros cúbicos
lb	Libras
lb/gal	Libras por galón
m	Metros
m ³	Metros cúbicos
Max.	Máximo
min.	Mínimo
mmscf	<i>Million Standard Cubic Feet</i> (Millones de Pies Cúbicos)
N	Norte
NPT	<i>No Productive Time</i> (Tiempos no productivos)
O	Oeste
ppg	<i>Pounds per gallon</i> (Libras por Galón)
Psi	<i>Pound Square Inch</i> (Libra por pulgada cuadrada)
Pyac	Presión de Yacimiento
Seg	Segundos
TOC	<i>Total Organic Carbon</i> (Contenido Total de Carbono)
TVD	<i>True Vertical Depth</i> (Profundidad Vertical Verdadera)
Tyac	Temperatura de Yacimiento
USD	Dólares estadounidenses
VPN	Valor Presente Neto

RESUMEN

En el presente trabajo se realiza una evaluación técnico-financiera de la técnica de perforación con presión controlada para disminuir tiempos no productivos operacionales durante la perforación del Pozo A1. Para lo cual fue necesario el estudio de generalidades de la Cuenca Sinú Costa Afuera como historia, localización, marco geológico con la respectiva estratigrafía y formaciones, historia de producción y problemas que se presentan durante la perforación de un pozo en aguas profundas tanto convencionalmente como aplicando la técnica de perforación con presión controlada.

La mayor dificultad para llegar al objetivo (*target*) en la perforación, es la estrecha ventana de fluido de perforación que tiene cada formación ya que esto implica la presencia de escenarios problema constantemente, como pérdidas de fluido de perforación, inestabilidad del pozo, control de pozo o “Embalonamiento” (Balloning), como lo fue en el Pozo K1 el cual era el pozo de estudio.

Para mitigar y controlar los problemas que se presentaron con frecuencia en el Pozo K1 se simuló la perforación del Pozo A1 bajo las mismas condiciones que presentaba el pozo de estudio, pero con la aplicación de la técnica de perforación con presión controlada, esto con el fin de evaluar la eficiencia de la técnica y como esto reduciría los tiempos no productivos operacionales.

Con los resultados obtenidos en la simulación se realizó una evaluación técnica y se evidenció la reducción de tiempos no productivos operacionales debido a múltiples intervenciones de las aplicaciones de la técnica de perforación con presión controlada como lo fueron, la detección temprana de pérdida de fluido o inlfujo o la aplicación de contrapresión en eventos en que se pasa de condición dinámica a condición estática esto no solamente en una sección si no durante la perforación de todo el pozo.

Para terminar, se realiza una evaluación financiera mediante la metodología del indicador financiero VPN, en la cual se realizó un análisis de costos de inversión (Alquiler de barco de perforación) para los dos escenarios planteados, con el objetivo de comparar y determinar la mejor opción para la perforación de un pozo en la Cuenca Sinú Costa Afuera.

Palabras clave: Perforación Presión Controlada, Perforación, Aguas Profundas, Cuenca Sinú Costa Afuera.

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se realiza una evaluación técnico-financiera de la técnica de perforación con presión controlada para disminuir tiempos no productivos operacionales durante la perforación del Pozo A1 debido al exceso en tiempos no productivos y costos de inversión durante la perforación de pozos anteriores en la Cuenca Sinú costa afuera.

Para la compañía Anadarko S.A. es sumamente importante reducir los tiempos no productivos con respecto a la perforación de pozos en la Cuenca Sinú Costa Afuera, ya que planea continuar con la campaña de perforación en los próximos cinco años, pero el excesivo aumento en costos de inversión durante la perforación de pozos anteriores requiere la intervención de nuevas tecnologías para lograr el objetivo propuesto.

Para la elaboración de este proyecto se plantea la campaña de perforación por parte de la empresa Anadarko y la simulación del Pozo A1 con la técnica de perforación con presión controlada bajo las condiciones de operación que presentó el Pozo K1, el cual, para efectos de este trabajo, es el pozo de estudio. Partiendo de información litológica, direccional y operacional para la perforación del Pozo A1, se simula esta operación, con el objetivo de identificar las dificultades de presión y eventos problemas que se presentan debido a formaciones con ventana de fluido de perforación estrecha (aproximadamente 0,6ppg) y como la técnica de perforación con presión controlada mitiga y ejerce control, dependiendo el evento que se presente. Al obtener los resultados de como la técnica reduce los tiempos no productivos durante la perforación del Pozo A1 se realiza un análisis financiero con el fin de comparar la implementación de esta, y realizar una conclusión de su implementación según su efectividad tanto técnica como financiera.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar la evaluación técnico-financiera de la técnica de perforación con presión controlada para la disminución de tiempos no productivos operacionales en la perforación del Pozo A1.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- 1.** Describir generalidades geológicas del Pozo A1 ubicado en la Cuenca del Sinú Costa Afuera.
- 2.** Presentar las generalidades de la técnica de perforación convencional (Sobre Balance) y las técnicas de perforación con presión controlada.
- 3.** Identificar pérdidas de presión de fricción en el espacio anular por medio del simulador hidráulico Onesync.
- 4.** Analizar los datos de pérdidas de fricción obtenidos por el simulador hidráulico Onesync.
- 5.** Evaluar la técnica de perforación con presión controlada más viable con base en los datos de pérdidas de fricción obtenidos del simulador hidráulico Onesync.
- 6.** Determinar la viabilidad financiera de la técnica de perforación con presión controlada para la disminución de tiempos no productivos, mediante la metodología del Valor Presente Neto.

1. GENERALIDADES DE LA CUENCA SINÚ COSTA AFUERA

En el siguiente capítulo se mencionan aspectos generales de la Cuenca del Sinú Costa Afuera en donde se encuentra la campaña de perforación del Pozo A1 localizado en el Bloque Fuerte Sur del mar Caribe Colombiano. Se dará a conocer historia, localización y marco geológico. En la descripción estratigráfica se menciona las edades, características litológicas de las formaciones, ambientes de depositación, geología estructural y geología del petróleo.

1.1 HISTORIA DE LA CUENCA

La información y el conocimiento geológico de la Cuenca del Sinú Costa Afuera se encuentra muy limitado, ya que es una de las cuencas menos exploradas y perforadas del territorio colombiano. Además, los resultados en diferentes escenarios de exploración y perforación han dado como resultado pozos secos o pozos productores de agua, algunos con hallazgos de hidrocarburos no comerciales.

La exploración de la Cuenca del Sinú Costa Afuera se remite a las primeras perforaciones realizadas en 1969 por la empresa Phillip Petroleum. Para el año de 1981 había 16 pozos perforados, todos pozos secos.

En la década de los 80 y los 90 las perforaciones en costa adentro estaban en su auge y se suspendieron las actividades en la cuenca del Sinú Costa Afuera, no se tenía la tecnología suficiente para poder perforar en aguas profundas. El lecho marino alcanza una profundidad de 14000 pies aproximadamente.

En el 2012, Equión perforó el pozo Mapale-1, primer pozo exploratorio en aguas someras, el resultado fue el hallazgo de hidrocarburos con contenido de gas no comercial. En el mismo año entro a participar la empresa Anadarko en los Bloques Fuerte Norte, Bloque Fuerte Sur, Purple Angel, Col 5 y adicionalmente el Bloque URA-41.

En el año 2013, se adquirió una campaña sísmica 3D de 5300 Km² aproximadamente siendo la más grande en Colombia. En este cubo sísmico se definieron algunos prospectos que dieron el descubrimiento del Campo Kronos. La campaña de perforación empezó a principios del 2015, siendo el Pozo Kronos-1 el primer pozo perforado en aguas ultra profundas a una profundidad de 12200 pies, se encontró un intervalo de arena gasífera (130 – 230 pies)¹ en la Formación Pajuil

¹ ECOPETROL S. A. Hallazgo de hidrocarburos en aguas ultra-profundas del Caribe colombiano. Disponible en: http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es!/ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljypNzrfIzU6wsTYwTU82SU3VNjCwMdE1SLYx0LY2NTHQNzM2NLA3SjC0STS30C7IdFQGC9QOw/

del mioceno superior. Este pozo se encuentra localizado en la parte Suroeste del Bloque Fuerte Sur.

Durante el año 2015 se empezó la perforación del segundo pozo Calasu-1 con una columna de agua de 4900 pies aproximadamente, tuvo como resultado una acumulación de hidrocarburos no comercial.

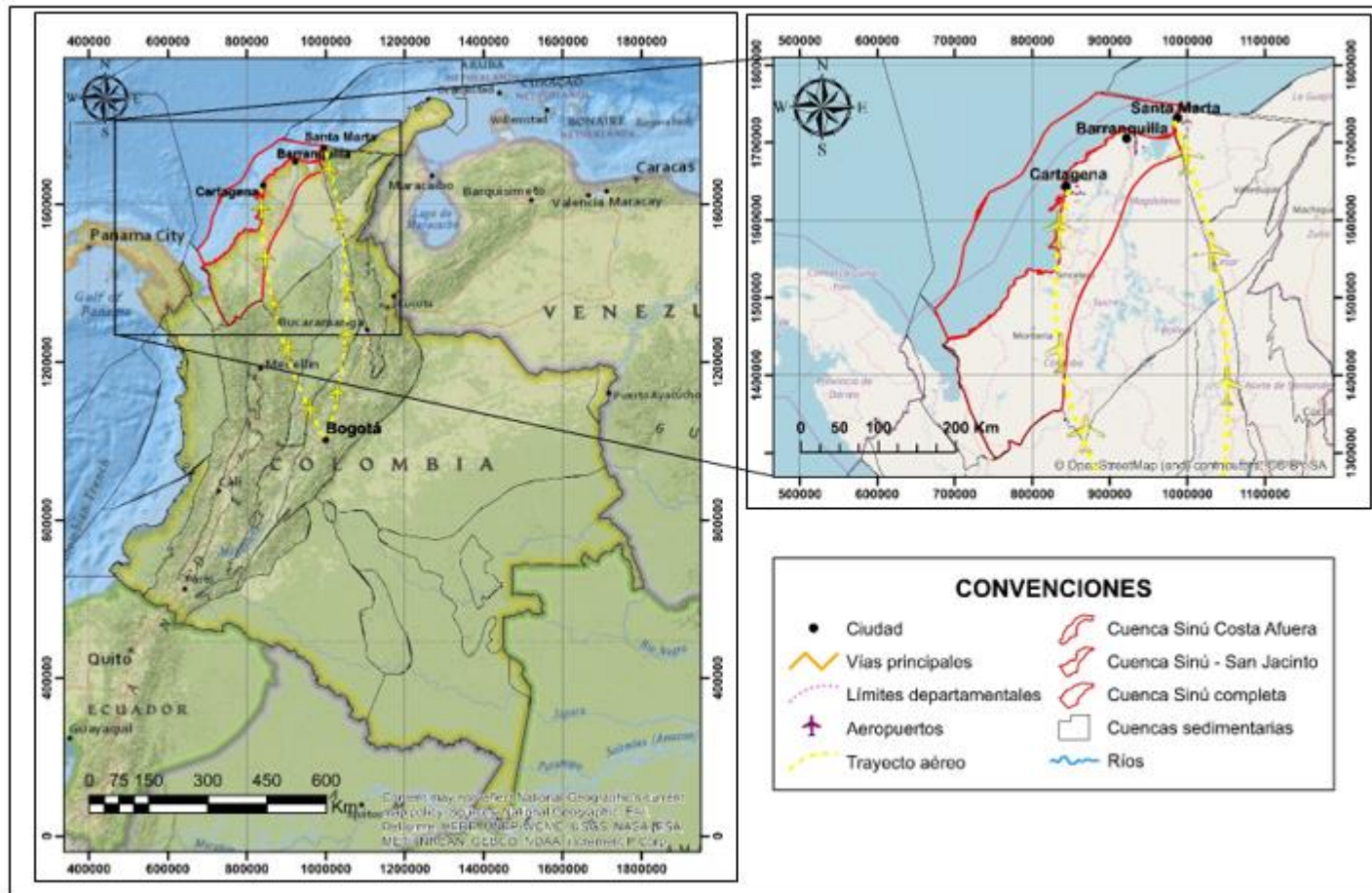
A comienzos del año 2017 Anadarko y Ecopetrol S.A. perforaron el pozo Purple Angel-1 a una profundidad de 15730 pies que incluye una columna de agua de 6000 pies. Actualmente la compañía operadora Anadarko está llevando a cabo la perforación del pozo Gorgon-1.²

1.2 LOCALIZACIÓN

La Cuenca del Sinú Costa Afuera se encuentra localizada al Norte de la costa noroccidental de Colombia. El Pozo A1 y la campaña de perforación por parte de la empresa operaria se encuentra localizada en aguas ultra profundas en el Bloque Fuerte Sur de la Cuenca. El acceso al pozo A1 es principalmente vía aérea partiendo de Bogotá a las ciudades de Cartagena y/o Santa Marta. A partir de estas y para llegar a la plataforma del pozo se toma un helicóptero con las debidas autorizaciones de la empresa operadora, la duración del vuelo es de aproximadamente 45 minutos. La Figura-1 ilustra la localización.

² SEVERICHE, Juan and RODRIGUEZ, Ivan. Evaluación del potencial de los proyectos de producción en la cuenca Sinú-Offshore y el dimensionamiento de volúmenes mínimos económicos. 2017.

Figura 1. Localización de la Cuenca Sinú Costa Afuera, Colombia.



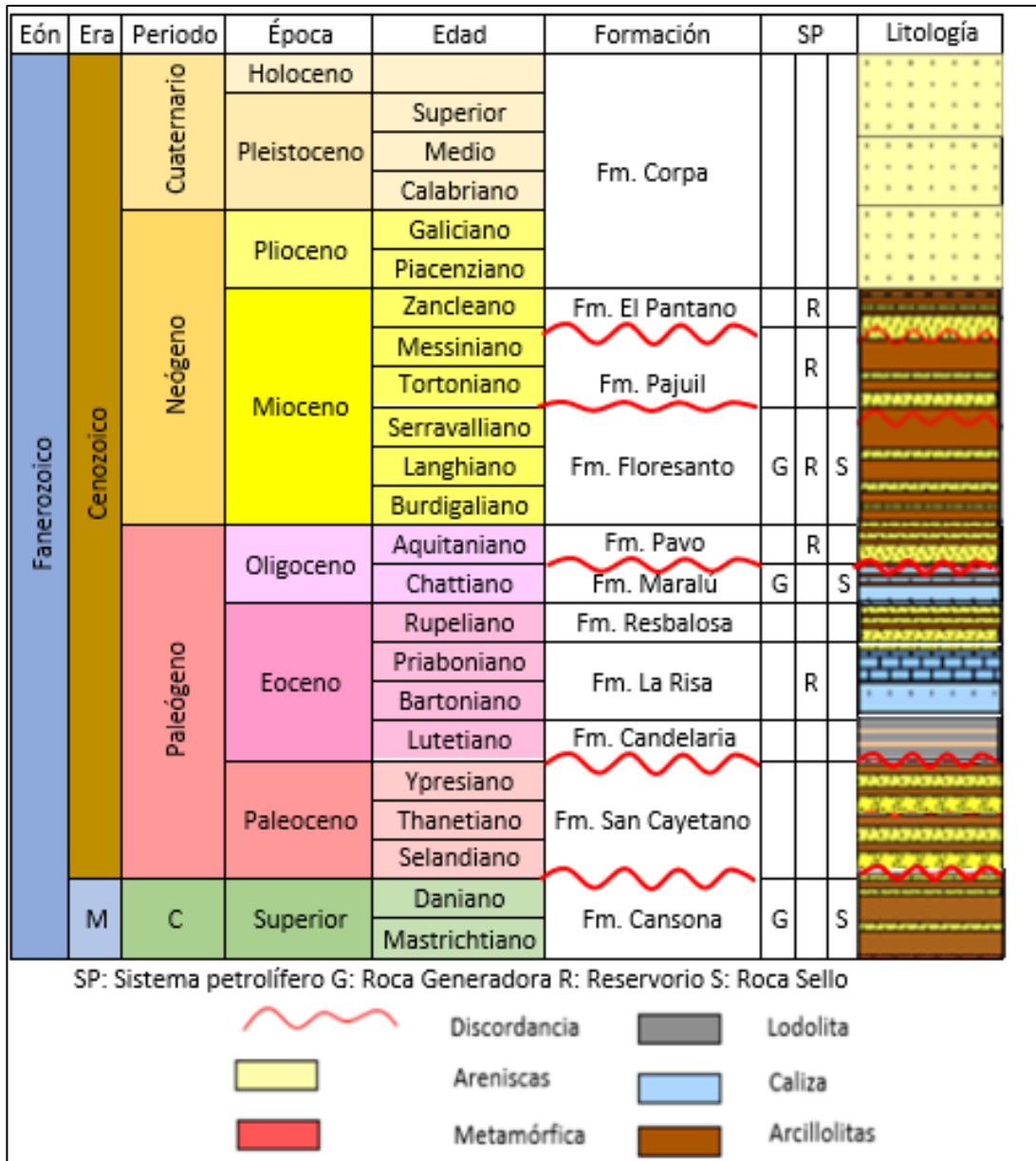
Fuente: ArcGIS, software editor y creador de mapas. Creado el noviembre de 2017. Modificado por los autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

Durante la última década, la industria petrolera despierta interés en el Offshore colombiano por explorar, perforar y producir yacimientos de hidrocarburos y gas localizados en aguas ultra profundas. A continuación, en esta sección se describe la columna estratigráfica, geología estructural y geología del petróleo de la Cuenca del Sinú.

1.3.1 Columna estratigráfica. La Figura 2 muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Sinú Costa Afuera. En donde se identifican elementos del sistema petrolífero como la roca fuente, reservorio, sello y trampa.

Figura 2. Columna estratigráfica general de la Cuenca Sinú Costa Afuera Colombia.



Fuente: K.M. Cohen, D.A.T. Harper, P.L. Gibbard. INTERNATIONAL CHRONOSTRATIGRAPHIC CHART. 2012., modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describe las formaciones que componen la Cuenca del Sinú Costa Afuera, siguiendo el orden de la más antigua hasta la formación más reciente. Caracterizando la litología, edad, espesor, ambientes de depositación y relación de las rocas que la supra e infra yacen.

1.3.2.1 Formación Cansona. Según INGEOMINAS y los autores Georgina Guzmán Ospitia, Ernesto Gómez Londoño y Beatriz Elena Serrano Suarez, su edad corresponde al Cretácico superior. Está constituida por limolitas, intercaladas con capas de calizas, arcillolitas y arenitas de grano fino. Con un espesor promedio de 300 pies. Tiene un ambiente de depositación marino tranquilo, el sistema petrolífero corresponde a roca generadora y roca sello. Se desconoce la formación que infrayace y suprayace discordantemente a la Formación San Cayetano.

1.3.2.2 Formación San Cayetano. Según INGEOMINAS y los autores Georgina Guzmán Ospitia, Ernesto Gómez Londoño y Beatriz Elena Serrano Suarez, su edad corresponde al Periodo Paleógeno en la época Paleoceno. Constituida por arenitas conglomeráticas, grano fino, cemento silíceo e intercalaciones menores de lodolitas. El espesor medio promedio para la formación es de 800 pies. Se depositó en un medio tectónicamente inestable. La infrayace discordantemente la Formación Cansona y la suprayace discordantemente la Formación Chert de la Candelaria.

1.3.2.3 Formación Chert de la Candelaria. Según INGEOMINAS y los autores Georgina Guzmán Ospitia, Ernesto Gómez Londoño y Beatriz Elena Serrano Suarez, su edad corresponde al Periodo Paleógeno en la época Eoceno Inferior. Está compuesta por porcelanitas de color blanco a crema, existen intervalos de lutitas color azul a gris verdoso. El espesor promedio está entre 150 a 90 pies. El ambiente de depositación es marino relativamente quieto con aporte de cenizas volcánicas. Infrayace discordantemente con la formación San Cayetano y suprayace concordantemente la Formación La Risa.³

1.3.2.4 Formación La Risa. Según INGEOMINAS y los autores Georgina Guzmán Ospitia, Ernesto Gómez Londoño y Beatriz Elena Serrano Suarez, su edad corresponde al Periodo Paleógeno en la época Eoceno Medio, edad Bartoniano y Priaboniano. Su litología está constituida por una secuencia de margas que se intercalan con calizas, localmente arenosas o conglomeráticas y lutitas. Las margas son de color gris amarillento a amarillo claro. Se desconocen los espesores reales de la formación y sus subunidades. Infrayace concordantemente con la Formación Chert de la Candelaria y suprayace concordantemente la Formación La Resbalosa.⁴

1.3.2.5 Formación Resbalosa. Según INGEOMINAS y los autores Georgina Guzmán Ospitia, Ernesto Gómez Londoño y Beatriz Elena Serrano Suarez, su edad corresponde al Periodo Paleógeno en la época Eoceno. Está constituida por una secuencia grano decreciente que a la base presenta un paquete de arenitas

³ GUZMÁN OSPITIA, Georgina; GOMEZ LONDOÑO, Ernesto and SERRANO SUAREZ, Beatriz. GEOLOGÍA DE LOS CINTURONES DEL SINÚ, SAN JACINTO Y BORDE OCCIDENTAL DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA CARIBE COLOMBIANO. 2004. p. 78.

⁴ Ibid., p. 79

conglomeráticas a localmente conglomerados arenosos. En el medio arenitas de capas delgadas a gruesas arenitas y lutitas al techo. El espesor es de 1476 pies aproximadamente.⁵ Infrayace concordantemente con la Formación La Risa y suprayace concordantemente la Formación Maralú.

1.3.2.6 Formación Maralú. Según INGEOMINAS y los autores Georgina Guzmán Ospitia, Ernesto Gómez Londoño y Beatriz Elena Serrano Suarez, su edad corresponde al Periodo Paleógeno en la época Oligoceno Inferior. Está compuesta por Margas color blanco cremoso, intercaladas con lutitas de color verdoso y arenitas color castaño claro y de grano muy fino. El sistema petrolífero corresponde a roca generadora y roca sello. El espesor promedio es de 170 pies. El ambiente de depositación es marino somero. La formación Maralú infrayace concordantemente con la Formación Resbalosa y suprayace discordantemente a la Formación Pavo.⁶

1.3.2.7 Formación Pavo. Según INGEOMINAS y los autores Georgina Guzmán Ospitia, Ernesto Gómez Londoño y Beatriz Elena Serrano Suarez, su edad corresponde al Periodo Paleógeno en la época Oligoceno Superior. Esta formación está compuesta por lutitas con algunos niveles arenosos en la parte inferior, las lutitas son de tonos marrón claro, marrón rojizo, gris verdoso, gris claro, violeta y rojo. El espesor promedio de la Formación Pavo es de 5000 pies conformada por un ambiente de depositación deltaico. Infrayace discordantemente con la Formación Maralú y suprayace concordantemente a la Formación Floresanto

1.3.2.8 Formación Floresanto. Según INGEOMINAS y los autores Georgina Guzmán Ospitia, Ernesto Gómez Londoño y Beatriz Elena Serrano Suarez, su edad corresponde al Periodo Neógeno en la época Mioceno Inferior. Corresponde a una serie de arenitas ligeramente calcáreas de color gris pardo en la base con tamaño de grano medio que decrece al igual que el espesor de las capas. En el techo presenta capas delgadas a muy gruesas de lutitas intercaladas con limolitas color naranja y arenitas líticas calcáreas de grano fino a medio. El espesor varía entre 4000 y 5500 pies. El ambiente de depositación es marino relativamente profundo. Infrayace concordantemente con la Formación Pavo y suprayace discordantemente a la Formación Pajuil. El Sistema Petrolífero cumple la función de ser formación generadora, reservorio y Sello.⁷

1.3.2.9 Formación Pajuil. Según INGEOMINAS y los autores Georgina Guzmán Ospitia, Ernesto Gómez Londoño y Beatriz Elena Serrano Suarez, su edad corresponde al Periodo Neógeno en la época Mioceno Medio. Se divide en dos unidades llamadas Pajuil Inferior y Pajuil Superior. La Formación Pajuil Inferior está conformada por arenitas calcáreas color oliva grisáceo, intercaladas con lutitas y

⁵ GUZMÁN, Op. cit., p 80

⁶ GUZMÁN, Op. cit., p 81

⁷ GUZMÁN, Op. cit., p 87

limolitas grises. La Formación Pajuil Superior es una secuencia lutítica con presencia ocasional de areniscas. Tiene un espesor promedio de 450 pies. El ambiente de depositación es marino relativamente profundo. Infrayace discordantemente con la Formación Floresanto y suprayace discordantemente a la Formación El Pantano.⁸

1.3.2.10 Formación El Pantano. Según INGEOMINAS y los autores Georgina Guzmán Ospitia, Ernesto Gómez Londoño y Beatriz Elena Serrano Suarez, su edad corresponde al Periodo Neógeno en la época Mioceno Superior. Está dividido litológicamente en tres subunidades, la subunidad A está constituida por capas gruesas a muy gruesas de arenitas líticas friable a localmente calcáreas. La subunidad B está constituida por capas delgadas a muy gruesas de arenitas de color pardo amarillento claro que se intercalan a lutitas gris pardo o gris oscuro. La subunidad C está constituida por capas gruesas a muy gruesas de conglomerados arenosos bioclásticos de color amarillo pardo o gris claro, estas, se interestratifican con capas delgadas a muy gruesas de limolitas fosilíferas verde oliva a gris amarillento. El espesor total promedio es de 2900 pies y puede llegar a alcanzar un promedio total de 6000 pies en la zona del Sinclinal del Pantano. Infrayace discordantemente con la Formación Pajuil y suprayace concordantemente a la Formación Corpa.

1.3.2.11 Formación Corpa. Según INGEOMINAS y los autores Georgina Guzmán Ospitia, Ernesto Gómez Londoño y Beatriz Elena Serrano Suarez, su edad corresponde al Periodo Neógeno en la época y al Periodo cuaternario en la época Pleistoceno y Holoceno. Se divide en dos unidades llamadas Corpa Inferior y Corpa Superior. La Formación Corpa Inferior está conformada por conglomerados arenosos que varían de arenitas ligeramente conglomeráticas, ligeramente cuarzosas y líticas, dispersos en capas gruesas y macizas de color gris marrón amarillento y limolitas laminadas. La Formación Corpa Superior está constituida por una serie de arenitas conglomeráticas color gris amarillento, grano fino a muy grueso macizo. El espesor es mayor a 2300 pies por la Formación Corpa Inferior y de aproximadamente 350 pies para la Formación Corpa. El ambiente de depositación para la Formación Corpa Inferior es un ambiente aluvial, mientras que para Corpa Superior no se tiene información suficiente para limitar el ambiente de depositación. Infrayace concordantemente con la Formación El Pantano.

1.3.3 Geología estructural. La Cuenca del Sinú está ubicada en el Norte del territorio colombiano en la costa Noroccidental bajo el Mar Caribe. La profundidad del lecho marino alcanza 14000 pies aproximadamente. Estructuralmente se divide en el Cinturón del Sinú Costa Afuera y el Cinturón de San Jacinto, se dividen entre

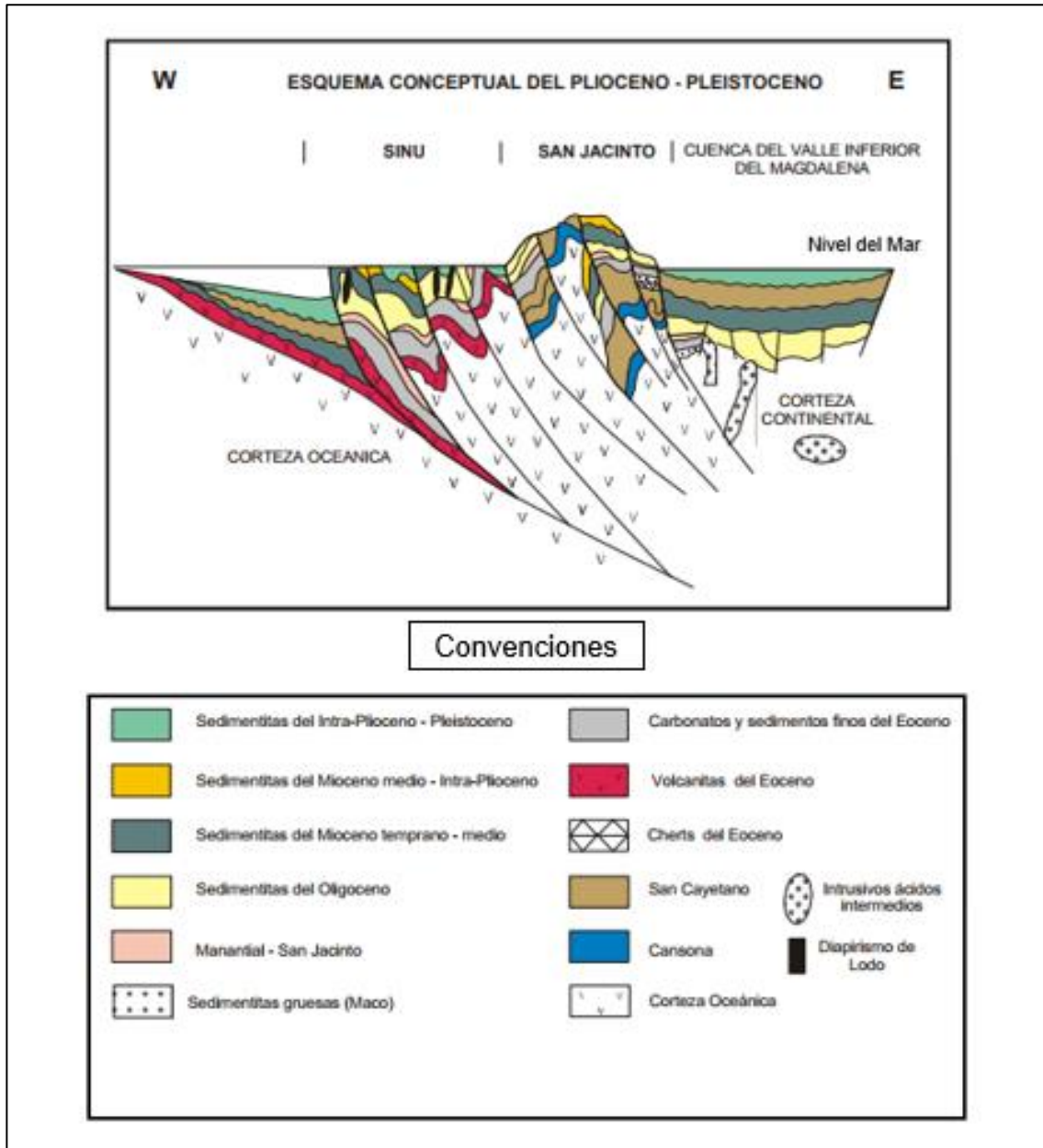
⁸ GUZMÁN, Op. cit., p 89

sí por fallas de rumbo y cabalgamientos cuyos planos buzcan hacia el Suroeste. La Figura 3 muestra el Modelo esquemático de la evolución de la Cuenca del Sinú

En el Cinturón del Sinú Costa Afuera las estructuras presentes son producto del efecto del Diapirismo de lodo el cual genera sinclinales amplios. En la parte Sur de la Cuenca podemos observar un sistema acrecional y un Diapirismo de lodo en un régimen menos compresivo, mientras que las estructuras del Norte son el resultado de una combinación de pliegues compresionales y fallamiento oblicuo de rumbo⁹. , Los anticlinales se suelen presentar en los domos de los diapiros y a veces pueden coincidir con volcanes de lodo.

⁹ GEOTEC Ltda. GEOLOGÍA DE LOS CINTURONES SINÚ - SAN JACINTO. 2003. 33-37 p.

Figura 3. Modelo esquemático de la evolución de la Cuenca del Sinú.



Fuente. GEOTEC Ltda. GEOLOGÍA DE LOS CINTURONES SINÚ - SAN JACINTO. 2003. 34 p. Modificado por los autores.

1.3.4 Geología del petróleo. El sistema petrolífero incluye una roca generadora, una migración, una roca reservorio, una trampa y un sello. Los procesos corresponden a la generación, migración y acumulación de hidrocarburos. Para la cuenca del Sinú Costa Afuera se describen brevemente los principales parámetros relacionados con el sistema petrolífero.

1.3.4.1 Roca generadora. Roca fuente principal que corresponde a la generación de hidrocarburos. Se presentan secuencias gruesas de lutitas marinas de las Formaciones Maralú y Floresanto que pueden actuar como rocas generadoras. La Formación Cansona compuesta por lutitas marinas también sería potencial roca generadora.

1.3.4.2 Roca reservorio. La Cuenca presenta areniscas con alto potencial de acumulación en una secuencia turbidítica que ha sido documentada por los pozos perforados en el área. En costa afuera, las areniscas con mayor potencial como reservorio son aquellas localizadas en los intervalos del Pleistoceno al Mioceno. Porosidad desde 7% a 33% con valores cercanos a 14% en la profundidad de interés; permeabilidad con rangos entre 20 a 30 md; espesores promedios de 55 ft. a partir de los datos encontrados.¹⁰

1.3.4.3 Migración. Los hidrocarburos entrampados en la Cuenca del Sinú Costa Afuera migraron lateralmente desde el Noroeste al Suroeste, probablemente desde la Cuenca del lago de Maracaibo, siguiendo el buzamiento regional y el curso del río Sinú. También está la presencia de la Falla del Sinú y la Falla de San Jacinto que no solo sirven de límite entre los dos cinturones sino también pueden ser consideradas como vías de migración potenciales.

1.3.4.4 Roca sello. Las unidades que funcionan como sello están presentes en toda la cuenca y consisten en lutitas depositadas durante el Oligoceno en entornos como las de las Formaciones Maralú, Pavo y Floresanto.

1.3.4.5 Trampa. Las trampas para la Cuenca del Sinú Costa Afuera son principalmente de tipo estructural, particularmente anticlinales para las areniscas del Oligoceno (Formación Maralú). Adicionalmente existen varias trampas estratigráficas que están asociadas a la presencia de domos y volcanes de lodo, con intercalación de areniscas del Mioceno y areniscas del Plioceno.

1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN

En la Cuenca del Sinú se han perforado 19 pozos desde 1969, teniendo participación las empresas Philip Petroleum, Colombian Gulf Oil Co., Texas Petroleum Co., Province, Texas Petroleum Co., Kooch Colombia, Petrobras, Equion y actualmente Anadarko y Ecopetrol S.A. La mayoría de los casos hubo abandono de pozo por resultar pozos secos o porque no se alcanzaba la profundidad objetivo por problemas mecánicos o falta de tecnología. La Cuenca del Sinú, además, cuenta con manifestaciones de gas que son no comerciales.

Actualmente las empresas Anadarko y Ecopetrol S.A trabajan en una campaña de perforación de pozos ultra profundos estimado para los próximos 5 años. Ya fue

¹⁰ SEVERICHE, Op. cit., p 5

perforado el Pozo Kronos-1, el Pozo Purple Angel-1 está siendo perforado y el Pozo Gorgon-1 será perforado en los próximos meses. Actualmente, ninguno de los pozos perforados es productor, quiere decir que la Cuenca Sinú Costa Afuera no tiene una historia de producción conocida o pública. La figura 4 muestra la historia de producción de la cuenca del Sinú.

Figura 4. Pozos perforados en la Cuenca del Sinú Costa Afuera.

Pozo	Empresa	Tipo de Fluido	Año de Perforación	Profundidad del Reservorio (ft)	Estado del Pozo	Reservorio
1629-1X	Phillip Petroleum	Gas	1969	6935	Manifestaciones de Gas	
1638-1X	Phillip Petroleum	Seco	1969	8689	Abandonado	
El Bobito-1X	Phillip Petroleum	Seco	1969	6325	Abandonado	
Uvero-1AX	Phillip Petroleum	Seco	1969	10637	Abandonado	
San Bernardo-1X	Colombian Gulf Oil Co.	Aceite	1970	4700	Abandonado	
San Bernardo-2X	Colombian Gulf Oil Co.	Seco	1971	14000	Abandonado	
Cartagena-1	Texas Petroleum Co.	Seco	1976	-	No alcanzó profundidad por Problemas Mecánicos	
Cartagena-2	Texas Petroleum Co.	Gas	1977	10454	Pruebas de Producción: 9 MMSCF/D	Tubará
Morrosquillo-1	Province	Seco	1978	-	Abandonado	
Casrtagena-3ST	Texas Petroleum Co.	Gas	1979	11800	Pruebas de Producción: 3,7 MMSCF/D	
Darien-1	Texas Petroleum Co.	Seco	1979	4425	Abandonado	
Fuerte-1	Texas Petroleum Co.	Seco	1979	7000	Problemas de Pega al siguiente objetivo	Floresanto
San Diego-1	Texas Petroleum Co.	Gas	1979	10315	Manifestaciones de Gas	
Cartagena-4	Texas Petroleum Co.	Seco	1980	14000	Abandonado	
Barranquilla-1	Kooch Colombia	Gas	1980	10800	Pruebas de Producción: 1,8 MMSCF/D	Hibacharo
Ciénaga-1	Kooch Colombia	Seco	1981	12046	Abandonado	
Arazá-1	Petrobras	Agua	2007	9089	Abandonado	
Mapalé-1	Equión	Gas	2012	10845	Manifestaciones de Gas	
Kronos-1	Anadarko & Ecopetrol	Gas	2015	12205	Manifestaciones de Gas	

Fuente: ACERO, J. y CARO, C. Universidad Industrial de Santander, 2004. p. 115; AGUILERA, R. ANH. 2011. 1 p.; OSORNO, J. y RANGEL, A. MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY. Modificado por los autores.

2. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA EN AGUAS PROFUNDAS

En el siguiente capítulo se dan a conocer generalidades sobre la perforación en costa afuera tanto de manera convencional como con la aplicación de la técnica de perforación con presión controlada (*Managed Pressure Drilling “MPD”*).

2.1 PERFORACIÓN CONVENCIONAL COSTA AFUERA EN AGUAS PROFUNDAS

Es una operación que exige un gran conocimiento de los procesos a realizar ya que el personal de trabajo debe ser capacitado en cuanto a variaciones, manejo de equipos y riesgos que se afrontan. Los pozos ubicados costa afuera necesitan de una plataforma para comenzar su perforación la cual varía según la profundidad del lecho marino¹¹. Las plataformas se presentan a continuación:

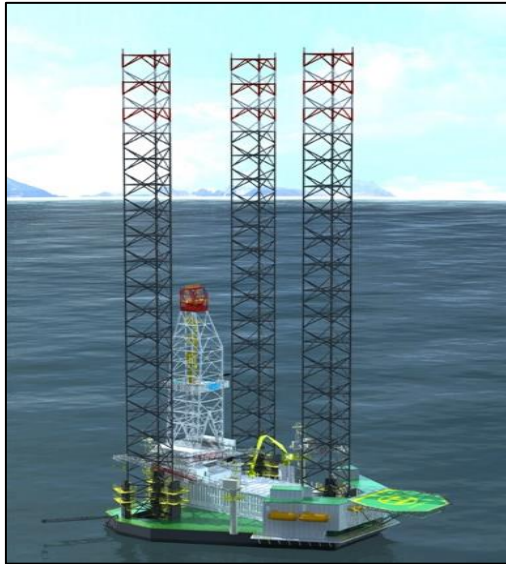
2.1.1 Tipos de plataformas costa afuera: Los tipos de plataformas costa afuera se diferencian entre sí, tanto en complejidad como en costo, pero su principal diferencia es su aplicabilidad según su profundidad de columna de agua, es decir distancia entre la plataforma y el lecho marino¹². Los tres tipos de plataforma se explican a continuación:

- **Jack-Up:** Son plataformas utilizadas para aguas someras con un límite de hasta 100 metros de profundidad. Estas plataformas tienen forma triangular o rectangular y son remolcadas hasta la posición que se desea en el mar (**Figura 5**). Luego de esto las patas de la plataforma sean tres o cuatro, dependiendo de su forma, se hunden hasta enterrarse en el lecho marino y elevar la plataforma.

¹¹ Departamento de Energía y Medio Ambiente. TIPOS DE PLATAFORMAS PETROLERAS MARINAS. España: 2009. 3

¹² TRUJILLO, Jorge. Introducción perforación costa afuera. Colombia:2017.

Figura 5. Plataforma Jack-Up



Fuente: Habochina. Plataforma Jack-Up. [Consultado el 4 de agosto de 2017]. Disponible en: <http://habochina.com/span/productshow.php?cid=30&id=22>

- Plataformas semi-sumergibles: Estas plataformas son utilizadas para un rango de profundidad entre setenta y mil metros, en donde son sujetadas al lecho marino por un sistema de anclas, aunque si la profundidad supera los mil metros, estas plataformas son ubicadas con un sistema dinámico de posicionamiento. Para el traslado de estas plataformas hasta su ubicación en el mar se puede utilizar un barco como se muestra en la **Figura 6.**, o con sistemas de propulsión en los casos que estén disponibles en la plataforma.

Figura 6. Traslado de plataforma semi sumergible por medio de un barco.



Fuente: VELASCO, Andrés, GARCIA, Viviana and MARTINEZ, Jonathan. Plataformas costa afuera (offshore). [Consultado el 4 de agosto de 2017]. Disponible en: <https://prezi.com/dvaxggots09q/plataformas-costa-afuera-offshore/>

- Barcos o barcasas de perforación (Drills ship): Son unidades que operan en un rango de profundidad entre doscientos y más de mil metros de profundidad y manteniendo su posición con un sistema de anclas; si la profundidad es superior a mil metros, la unidad utiliza un sistema de posicionamiento dinámico, el cual se compone por hélices capaces de girar 360 grados, lo que ayuda a la barcaza a mantenerse en la posición exacta para la perforación ya que puede desviarse debido a las olas de viento o corrientes oceánicas. Una característica importante de esta unidad es la baja necesidad de apoyo, ya que poseen un completo equipo de perforación y por esto es recomendable para operaciones en áreas lejanas (**Figura 7.**).

Figura 7. Barco de perforación.



Fuente: GUTIERREZ, Hernán. Barcos perforadores (Drill ships). Abr 1. [Consultado el 4 de agosto de 2017]. Disponible en: <http://larocamadrehg.blogspot.com.co/2013/04/barcos-perforadores-drill-ships.html>

Es necesario resaltar que estas unidades necesitan apoyo considerable en etapas de perforación o producción en áreas como el mantenimiento, transporte de personal, tratamiento de desechos humanos, barcos de apoyo para transporte con herramienta necesaria en operaciones, eventos de evacuación, entre otros.

2.1.2 Herramientas utilizadas en perforación convencional costa afuera. A continuación, se presentan las herramientas comúnmente utilizadas para una perforación convencional costa afuera:

2.1.2.1 Riser. Es una tubería que cumple la función de conectar el conjunto BOP (ubicado en el fondo del lecho marino) a la plataforma de perforación que se haya elegido según los requerimientos del pozo (como por ejemplo la profundidad desde superficie hasta el lecho marino). Se considera simplemente como una extensión entre la superficie y el pozo que por lo general tiene un diámetro exterior de 22 pulgadas¹³.

2.1.2.2 Preventoras de influjo (Conjunto BOP). Es el conjunto de válvulas ubicadas en el cabezal del pozo con el fin de brindar seguridad en caso de una situación de aporte de fluidos de la formación al pozo. Este conjunto de válvulas mantiene el control del pozo hasta que el equipo de perforación realice el debido proceso para mantener el control de la formación expresado en presión. Las

¹³ Trujillo, Op. Cit.

preventoras de influjo (*Blow Out Preventer “BOP”*) cuentan con una válvula que al ser accionada genera un sello contra la tubería del pozo (Tubería de revestimiento, tubería de perforación o tubería de producción). Este conjunto de válvulas se instala en el extremo superior del pozo, es decir en el fondo del lecho marino, en una perforación en costa afuera¹⁴ salvo en el caso de una perforación con plataforma Jack Up, ya que en esta plataforma las BOPs se ubican en superficie por fuera del agua, muy similar a como se ejecuta en una operación en tierra.

2.1.2.3 Sarta de perforación. La sarta de perforación se conforma principalmente por el ensamblaje de fondo (*Bottom Hole Assembly “BHA”*) y la tubería de perforación la cual es un conjunto de tuberías de diferente diámetro y conexiones roscadas que los unen y son agregados a la sarta de perforación a medida que avanza la perforación¹⁵. Las partes más importantes de la sarta de perforación son:

- Broca (Bit): La función principal de esta herramienta es la trituración y corte de la roca, ya que se encuentra en la parte inferior de la sarta de perforación¹⁶.
- Tubería de perforación pesado (*Heavy weight Drill Pipe “HWDP”*): Como su nombre lo dice es tubería de perforación con mayor peso del que posee una tubería de perforación normal, y su función principal es dar peso a la broca como el drill collar. En ubicada entre el drill collar y la tubería de perforación y en ocasiones reemplaza al drill collar siendo también espiralada en su exterior, con el fin de que la tubería se desgaste al hacer un contacto completo con el pozo y evitar pega mecánica¹⁷.
- Martillo: Es la herramienta utilizada en casos de que ocurra una pega de la tubería y se acciona hacia arriba o hacia abajo aplicando tensión a la tubería para liberarla¹⁸.
- Equipo para perforación direccional: Es el conjunto de herramientas que, de ser necesario, se instalan en la sarta de perforación, con el fin de desviar o direccionar la perforación. Para esta labor el equipo para perforación direccional está conformado por:
 - ✓ Motores de fondo.
 - ✓ Ensamblajes rotatorios direccionales.
 - ✓ Herramienta de medición mientras se perfora (*Measurement While Drilling “MWD”*)

¹⁴ CHAVEZ, Luz. Resumen del curso de perforación. 2014. 6

¹⁵ Ibid., p. 8

¹⁶ Ibid., p. 9

¹⁷ Ibid., p. 9

¹⁸ Ibid., p. 9

- ✓ Herramienta de medición de presión mientras se perfora (*Pressure While Drilling “PWD”*)
- ✓ Herramienta de registro mientras se perfora (*Logging While Drilling “LWD”*)
- ✓ Estabilizadores
- *Drill Collar “DC”*: Esta herramienta cumple la función de dar peso a la broca para facilitar la perforación y evitar un efecto de péndulo manteniendo la tubería de perforación tensa. Esta tubería en ocasiones es espiralada en su exterior con el fin de no crear contacto completo con el fluido y permitir que el flujo del fluido de perforación se facilite¹⁹.
- Tubería de perforación (*Drill Pipe “DP”*): Es aquella tubería que es utilizada para avanzar en la perforación, transmitir rotación a la broca desde superficie y transportar el fluido de perforación²⁰.

2.1.2.4 Tubería de revestimiento. Es una tubería de diámetro menor que el de la broca que se utilizó anteriormente para perforar la sección a revestir. Esta tubería es bajada y cementada y se deben tener factores específicos para su selección ya que debe cumplir funciones específicas como dar integridad al pozo, protección y aislamiento de formaciones, control de presiones por parte de la formación hacia el pozo o presión interna y soporte de cargas²¹.

2.1.3 Tipos de pozos. Para iniciar la perforación de un pozo costa afuera se deben tener permisos por parte del estado para realizar esta actividad, una vez se obtenga la aprobación correspondiente, la operadora puede perforar tres tipos de pozos según sea la necesidad. Los tipos de pozos son:

- Pozos de exploración: También conocidos como pozos estratigráficos, son aquellos pozos que se perforan en zonas en las que anteriormente no se había descubierto gas ni petróleo. Este tipo de pozos se puede perforar tanto en campos nuevos, como en formaciones nuevas de campos antiguos con el fin de confirmar la acumulación de hidrocarburos en el yacimiento.
- Pozos de delimitación: Aquel pozo cuyo objetivo específico es delimitar el yacimiento luego de que el pozo exploratorio perforado en un área inexplorada resulto productor.
- Pozo de desarrollo: Aquel pozo que tiene funciones varias como explorar, extraer, y drenar las reservas de un yacimiento. Su objetivo específico es el aumento en la producción del campo, es por eso por lo que se perforan dentro de la zona delimitada, aunque puede que en algunos casos resulten secos.

¹⁹ Chavez, Op. cit., p. 8.

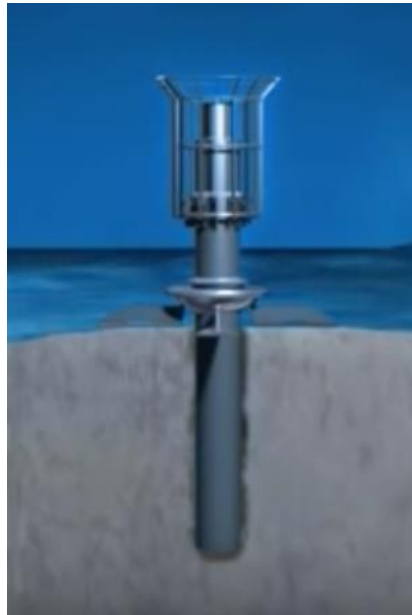
²⁰ Chavez, Op. cit., p. 9.

²¹ Chavez, Op. cit., p. 12.

2.1.4 Operación de perforación convencional costa afuera en aguas profundas. El procedimiento de perforación en aguas profundas se explica de manera generalizada en la siguiente secuencia de pasos:

- Llegada de la plataforma seleccionada a el lugar estratégico que ha sido previamente seleccionado y validado por estudios geológicos realizados por geólogos que afirmen la presencia de hidrocarburos, en este caso específico la plataforma que se utiliza es una barcaza de perforación (*Drills Ship*) de posicionamiento dinámico ya que es la que mejor se adapta para el escenario de aguas profundas.
- Luego del posicionamiento de la plataforma se comienza con el proceso de inyectar (*Jetting*) el revestimiento estructural, con el cabezal submarino de baja presión, para luego dar inicio a la perforación de la primera sección. Este revestimiento estructural se une con las preventoras de reventones, las cuales se unen posteriormente con el *Riser* (**Figura 8**).

Figura 8. Instalación de tubo conductor.

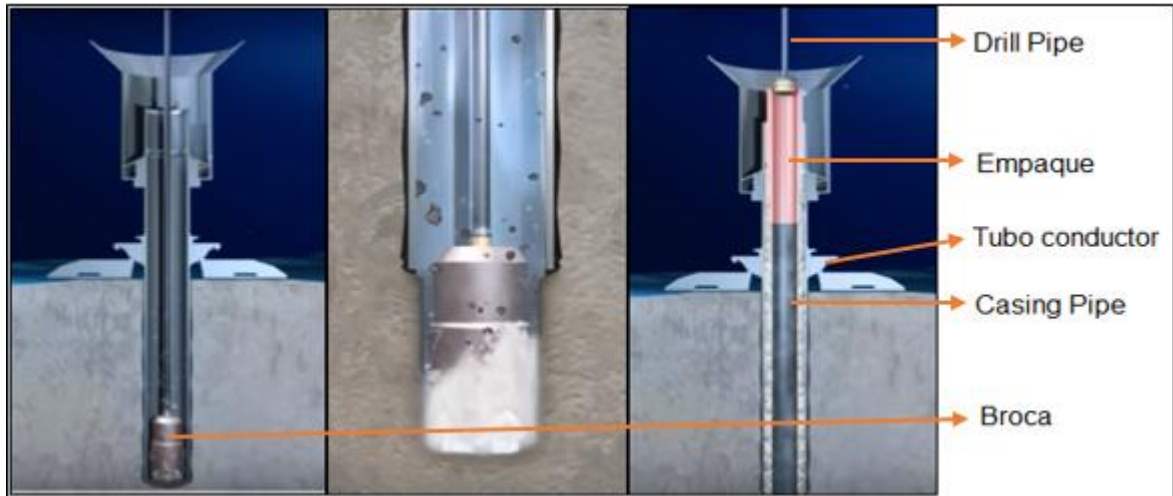


Fuente: Deepwater Drilling; May 30, [Consultado el 1 de octubre de 2017]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=9PNMDV2v9oA>

- Se instala la broca al *drill pipe* que pasa a través del tubo conductor para comenzar la perforación de la primera sección y posteriormente su

cementación, la cual se realiza bajando un revestimiento con un empaque en su parte superior el cual actúa como sello contra el tubo conductor para evitar derrame de cemento, como se muestra en la **Figura 9**. Cabe resaltar que tanto la broca, como el revestimiento han sido llevados hasta el lecho marino por medio del *drill pipe*.

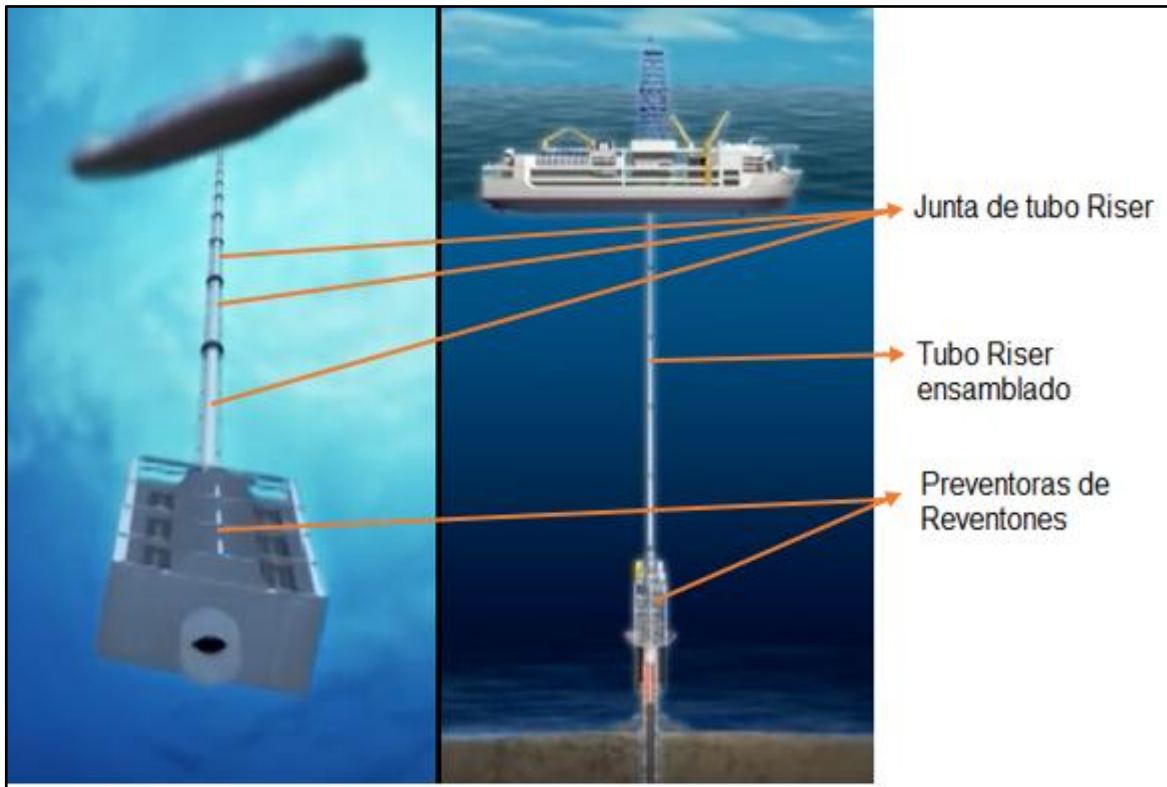
Figura 9. Perforación y cementación de la primera sección en una perforación convencional costa fuera en aguas profundas.



Fuente: Deepwater Drilling; May 30, [Consultado el 1 de octubre de 2017]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=9PNMDV2v9oA>. Modificado por Autores.

- Se instalan preventoras de reventones (BOP) unido al *Riser* (**Figura 10.**) el cual constituye varias juntas de tubo *Riser*, esta instalación es para crear seguridad y aislamiento entre los fluidos dentro del pozo y el ambiente marino. Este aislamiento hace posible el uso del fluido de perforación (lodo) y la instalación de cualquier modificación a la técnica de perforación que se establezca previamente ya que es posible que se presenten condiciones o escenarios que establezcan el uso o cambio de herramientas con funciones específicas.

Figura 10. Instalación de preventoras de reventones y Riser.



Fuente Deepwater Drilling; May 30, [Consultado el 1 de octubre de 2017]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=9PNMDV2v9oA>. Modificado por autores.

- La broca que previamente ha sido instalada dentro del conductor es ubicada dentro del pozo para comenzar la perforación de la primera sección del pozo. (El proceso es similar a una perforación en tierra, con la única diferencia de que los diámetros manejados en las herramientas son de un tamaño mayor al utilizado normalmente).
- Luego de perforar la primera sección, se instala un revestimiento (*Casing*) con el fin de generar estabilidad en el pozo y aislar las zonas de diferentes presiones.
- Se bombea cemento hasta ubicarlo entre el revestimiento y la formación (espacio anular) con el fin de fijar el revestimiento en la posición que se instaló. En el momento en que el cemento se haya secado se puede concluir que la primera sección se ha terminado.

- Se corre una broca de menor diámetro que el del revestimiento instalado anteriormente y se repite el proceso para terminar cada sección que se planea hasta llegar a la profundidad planeada²².

Esta secuencia de pasos es viable para cualquier tipo de plataforma que se utilice para la perforación costa afuera en aguas profundas.

2.1.5 Riesgos específicos de perforación convencional costa afuera en aguas profundas. Tanto en la perforación convencional como en cualquier variación de esta, es necesario tener en cuenta que se corren riesgos y que se debe estar preparado para cualquier evento. Los riesgos más comunes se explican a continuación:

2.1.5.1 Embalonamiento (*Balloning*): Este efecto según la IADC se define como el hincharse de formaciones de baja o nula permeabilidad, las cuales tienden a fracturarse y así aceptar fluido de perforación en el momento que se circular, pero cuando se detecta esta “pérdida” y se apagan las bombas, para verificar el escenario que se presenta, dichas formaciones tienden a cerrarse nuevamente, regresando así el fluido de perforación que aceptaron.

2.1.5.2 Hidratos de gas: Son moléculas de gas natural, por lo general metano, atrapadas en moléculas de hielo. Por lo general este fenómeno se presenta en ambientes de baja temperatura, como, por ejemplo, en aguas profundas, lo cual se interpreta como un problema durante la perforación de un pozo en estas condiciones, afectando el estado del fluido de perforación que circula dentro de la tubería. Aunque la explotación de estos entrapamientos de hidrocarburos en forma gaseosa representa una fuente económica rentable debido a su relación volumétrica al cambiar de estado, no se conoce hasta la fecha ningún episodio con importancia económica.

2.1.5.3 Pega de tubería: Se define pega de tubería en el momento en que la tubería de perforación no tiene un movimiento libre bien sea hacia abajo, hacia arriba o de rotación. Las pegas bien pueden ser por empaquetamiento, geométricas o diferenciales.

2.1.5.4 Control de pozo (*Well control*): El control de pozo en costa afuera es un tema de sumo cuidado ya que las formaciones que se perforan tienen una alta probabilidad de almacenamiento de gas, y al ser perforadas este gas que genera presiones anormales, es decir altas presiones, tiende a salir por el pozo. La detección temprana de un influjo da la oportunidad al personal de actuar

²² Deepwater drilling; May 30, [Consultado el 1 de octubre de 2017]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=9PNMDV2v9oA>

tempranamente para circularlo cuidadosamente a través del choque o estrangulador y que no se torne una situación sin control, como un reventón lo cual significa el flujo sin control de los fluidos del yacimiento hacia superficie.

Para ejercer una acción inmediata frente a este evento, se cuenta con cierto proceso de control el cual cuenta con varias fases las cuales se describirán, a continuación:

- **Control primario:** Consiste en ejercer un balance entre la presión hidrostática y la presión que ejerce el fluido proveniente de formación, esto con el fin de evitar el flujo continuo de este fluido, hacia superficie. Para realizar este balance el operador utiliza la columna del fluido de perforación modificando la densidad de esta y así permitiendo que se ejerza la presión adecuada.
- **Control secundario:** Consiste en el uso de equipo de prevención para controlar un evento de influjo en caso de que no se pueda controlar en el control primario. Para realizar control el operador utiliza el método que mejor se ajuste a la situación, bien sea el método del perforador (**ANEXO A**), el método de densificar y esperar (**ANEXO B**) o el método concurrente (**ANEXO C**).
- **Control terciario:** Debido a que no se ha podido ejercer control con el control secundario es necesario aplicar procedimientos con el fin de que se ejerza control. Los procedimientos que se pueden ejercer son el tapón de barita y el tapón de cemento, este último ya tenido en cuenta cuando se decide el abandono del pozo.

2.1.5.5 Pérdidas de fluido (Losses): Formaciones con bajas presiones, con fracturas inducidas debido a presiones de trabajo excesivas o fracturadas naturalmente, son causas principales para que se presente pérdida de fluido de perforación. En el momento en que la columna hidrostática del pozo detecta esta pérdida, aumenta la probabilidad de que se presente un influjo ya que el volumen de fluido no es el mínimo requerido para ejercer la presión necesaria²³.

2.1.5.6 Inestabilidad del pozo: En el momento de la perforación es necesario que el fluido de perforación que se emplea ofrezca el equilibrio entre las fuerzas mecánicas y químicas, a las cuales se ve sometido el pozo en el intervalo de tiempo entre la perforación y la cementación, ya que es usual encontrar formaciones poco consolidadas que tiendan a derrumbarse como la formación Pajuil²⁴.

2.1.5.7 Ajuste de densidad del fluido de perforación: Este ajuste de la densidad del fluido de perforación puede ser dado por varios factores como la pérdida de fluido, perforación de una capa de gas, o un excesivo uso del fluido de perforación.

²³ SAMUEL, Nishant; SANTOS, Helio and VALLURI, Sandeep. First Deepwater MPD Operation in the Gulf of Mexico: Challenges and Lessons Learnd. En: SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. (Sep, 2016). Society of Petroleum Engineers, 2016. p 2.

²⁴ Ibid., p. 2

Por estos motivos la densidad del fluido de perforación se ve alterado y ya no cumple con los propósitos para los cuales ha sido estratégicamente diseñado como control de presión, arrastre y suspensión de cortes o estabilidad del pozo. Por esto es necesario ajustar la densidad de manera inmediata para que sus funciones se reajusten en el menor tiempo posible.

2.1.5.8 Migración de gas de formación (*Background Gas*): El gas que se encuentra dentro de las formaciones que van siendo perforadas tienden a ubicarse en el anular y viajar junto a los recortes a superficie, pero incluso cuando se apagan las bombas para realizar una conexión o para efectuar otra operación, este gas sigue migrando hacia superficie, efectuando un efecto de disminución de la densidad del fluido de perforación y por ende disminuyendo la presión que ejerce la columna hidrostática, generando inestabilidad en el pozo²⁵.

2.1.6 Ventajas de perforación convencional costa afuera en aguas profundas. La perforación convencional en aguas profundas ofrece ventajas claras ya que es la más usada para la perforación de un pozo costa afuera en aguas profundas. Se pueden identificar ventajas como:

- Conocimiento sobre los procesos a realizar en la operación por parte de la cuadrilla de perforación.
- Identificación de probables riesgos que se asumen, antes o en el momento que se presenten.
- Procesos de perforación y de control de pozo estándares y con los cuales se encuentran familiarizados el personal del taladro
- Cuadrilla de perforación con experiencia.
- Sistema de prevención previamente preparado para cualquier eventualidad por medio de experiencias pasadas.

2.1.7 Desventajas de perforación convencional costa afuera en aguas profundas. A continuación, se mencionan desventajas de aplicar una perforación convencional en aguas profundas:

- Alto impacto ambiental por derrame de lodos y desechos contaminantes en el mar.
- Tiempos no productivos por cualquier riesgo específico que se presente en la perforación del pozo.
- Ambiente marino crítico para operación de perforación.

²⁵ AMAYA, Andrés. Problemas comunes en la perforación costa afuera; 2017.

- Posible daño a la formación por formación de escamas o emulsiones, migración de finos o fractura por sobrepresiones.

2.1.8 Historia de la perforación convencional en costa afuera. La historia de la perforación en reservas marinas comienza aproximadamente hace 115 años en las Costas de California. Por décadas esta actividad se realiza solamente en aguas someras ya que era innecesaria la exploración fuera de la costa, e igualmente el desarrollo tecnológico de la época lo hacía impensable.

La perforación en aguas profundas comienza en el año 1947 en el Golfo de México en el momento en el que una asociación de compañías la cual era liderada por la Compañía Kerr-McGee, perfora el primer pozo económicamente rentable para explotar, el cual se ubicaba aproximadamente a 15 kilómetros de la Costa de Lousiana.

Años más tarde en el año 1965 la Plataforma Sea Gem en la Costa del Reino Unido operada por la compañía British Petroleum (BP) logra la primera perforación submarina exitosa en el Mar del Norte con tan mala fortuna que, en la movilización de esta, dos de sus diez patas del Jack Up se rompen lo cual hace que la plataforma se hunda, cobrando la vida de 13 personas. Para el año 1969 la Compañía Phillips Petroleum encuentra petróleo también en el Mar del Norte en el Yacimiento Ekofisk el cual tenía un volumen comerciable que era considerado de existencia improbable ya que fue hallado luego de 33 perforaciones exploratorias.

Luego en el año 1971 la Compañía Shell Expro encuentra un yacimiento de grandes dimensiones al este de las Islas Shetland lo cual significó una nueva oportunidad para el Reino Unido en el mercado.

A partir de 1971 el interés y desarrollo en perforación en aguas profundas se expande en gran parte del mundo, lo cual genera que en la actualidad haya perforaciones de este tipo en países como Reino Unido, México, Estados Unidos, Canadá, Brasil, Colombia, Venezuela, Arabia Saudita, Italia, Libia, Túnez, Rumania, Bulgaria, entre otros.²⁶

2.1.8.1 Historia de la perforación convencional costa afuera en Colombia. El desarrollo en Colombia en perforaciones costa afuera se ha fortalecido en los últimos años desde el desarrollo de los campos de La Guajira (Chuchupa A, Chuchupa B y Ballenas), Riohacha (Mapalé 1 y Mapalé 2) y el Bloque Tayrona. En el caso del Pozo Chuchupa A es una plataforma auto elevable con una altura de 30 metros sobre el nivel del mar, ubicada a 24 kilómetros del Puerto de Riohacha y es operado por Chevron. Para el Pozo Chuchupa B de igual manera es una plataforma

²⁶ MAR, Jaz. Historia de la perforación en el mundo.

auto elevable con una altura de 25 metros sobre el nivel del mar y se encuentra a 17 kilómetros del Puerto de Riohacha, operada de igual manera por Chevron²⁷.

El Bloque Tayrona off-shore corresponde a una zona de exploración y explotación de hidrocarburos de aproximadamente 16000 kilómetros cuadrados²⁸.

Para efectos de este trabajo se hace énfasis en la Cuenca Sinú off-shore ya que, en esta, se encuentra ubicado el pozo de estudio.

2.2 PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA COSTA AFUERA EN AGUAS PROFUNDAS

De acuerdo con la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC), Perforación con presión controlada (*Managed Pressure Drilling "MPD"*) se define como "un proceso de perforación adaptable utilizado para controlar con precisión el perfil de presión anular en todo el pozo". Los objetivos son determinar los límites del ambiente de presión de fondo de pozo y administrar el perfil de presión hidráulica anular en consecuencia. *MPD* está destinado a evitar el flujo continuo de fluidos de formación a la superficie. Cualquier flujo incidental a la operación será seguramente contenido usando el proceso adecuado y minimizar las pérdidas de circulación.

La técnica emplea una colección de herramientas y técnicas que pueden mitigar los riesgos y costos asociados con pozos de perforación que tienen ambientes anormales, gestionando de forma proactiva el perfil de presión hidráulico anular.

MPD puede permitir una acción correctiva más rápida para hacer frente a las variaciones de presión observadas. La capacidad de controlar dinámicamente las presiones anulares facilita la perforación de lo que de otro modo podrían ser perspectivas económicamente inalcanzables, es decir, que pozos que no eran económicamente aptos para perforar, ahora lo son.

Existen factores tanto geológicos, como operacionales que llevan a una empresa operadora a la implementación de la técnica *MPD* como lo son una ventana de fluido de perforación estrecha (diferencia reducida entre la presión de poro y el gradiente de fractura), problemas en cuanto a pérdidas o ganancias de fluido de perforación, incertidumbre geológica o necesidad de reducción de costos asociados a los eventos de presión en el pozo.

²⁷ Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas. Plataformas Gasíferas Riohacha. [Consultado el 12 de septiembre de 2017]. Disponible en: https://www.cioh.org.co/derrotero/index.php?option=com_content&view=article&id=296&Itemid=357

²⁸ TRUJILLO MEJÍA, Raúl Felipe. Hidrocarburos. Cuarta edición. ed. Bogotá, D.C: Ecoe Ediciones, 2010.

Mientras que la perforación convencional solamente utiliza técnicas como aumento o disminución de la densidad de fluido de perforación para ejercer control sobre la presión o circular material de baja circulación para escenarios de pérdida total de circulación, *MPD* utiliza una combinación de densidad de fluido de perforación, presión de fricción en el anular y contrapresión para equilibrar la presión de formación expuesta y mitigar escenarios de pérdida de circulación.

2.2.1 Antecedentes de la técnica de perforación con presión controlada. La perforación con presión controlada se ha aplicado en varios países alrededor del mundo como lo son México, Brasil, Estados Unidos, India, entre otros.

En casos específicos como México, en el estado de Tabasco, en el Sur de México, en el cual, el yacimiento presentaba problemas de pérdida de circulación, pega de tubería y dificultad en la producción debido al uso de material de baja circulación. En el momento de la implementación de la perforación con presión controlada se generaron resultados como el avance en un fluido de perforación de espuma reciclable que puede usarse desde 2 ppg hasta 8.33 ppg, o el mejoramiento en la limpieza del pozo que se presentaban en formaciones inestables con el fluido de perforación de espuma optimizado.

Otro caso importante de la implementación de la perforación con presión controlada es en Estados Unidos en el que dos buques o barcasas de perforación fueron integrados con la tecnología con el fin de que en algún momento de la perforación en aguas profundas fuera necesario hacer uso de esta. Las barcasas de perforación comenzaron su primera perforación en agosto y septiembre del año 2015 donde pusieron de inmediato el uso de la técnica de perforación con presión controlada debido a los pequeños márgenes en la ventana del fluido de perforación, obteniendo una mejora de 30 horas en la aplicación del sistema y la posibilidad de llegar a zonas inalcanzables anteriormente debido a zonas que presentaban pérdidas de fluido de perforación inminentes, que de no haber implementado la técnica hubiera sido imposible perforar los pozos

2.2.2 Tipos de perforación con presión controlada. Para entender el funcionamiento de las técnicas de perforación con presión controlada es necesario saber que estas pueden variar según su categoría, las cuales son:

- **Reactivo:** Con el uso tanto de métodos o herramientas se mejora la detección, la seguridad o la reacción ante condiciones de presión inesperadas.
- **Proactivo:** El uso de la combinación de equipos con fines específicos como alterar el perfil de presión en una o varias secciones, ejercer control a través del pozo expuesto o eliminar problemas con anticipación. Es decir, implementar las herramientas que mitiguen la posibilidad de ocurrencia de un evento.

2.2.2.1 Salud, Seguridad y medio ambiente - Control de retorno de fluido (HSE – Returns Flow Control): Esta es una técnica reactiva utilizada como medida de seguridad, en el cual un dispositivo de control rotatorio (*Rotating Control Device "RCD"*) redirecciona el fluido de perforación a través de una línea alterna con la opción de dirigir de vuelta este fluido hacia el sistema de control de sólidos o hacia el estrangulador, el cual es el proceso en un escenario convencional.

Esta técnica también se caracteriza por factores como la detección de cualquier influjo, la cual es como en la perforación convencional, disminución de problemas de densidad de fluido de perforación alterada por contacto con gas y continuidad de la perforación incluso durante eventos de control de pozo como influjos.

2.2.2.2 Detección temprana de influjos o pérdidas (Early kick and loss detection "EKLD"): Una de las principales características de esta técnica es ser un sistema completamente automatizado lo cual permite características específicas, como la precisión en la medida de ganancia (influjo)²⁹ o pérdida del fluido de perforación³⁰ y la habilidad para mantener la presión en un pozo cerrado³¹.

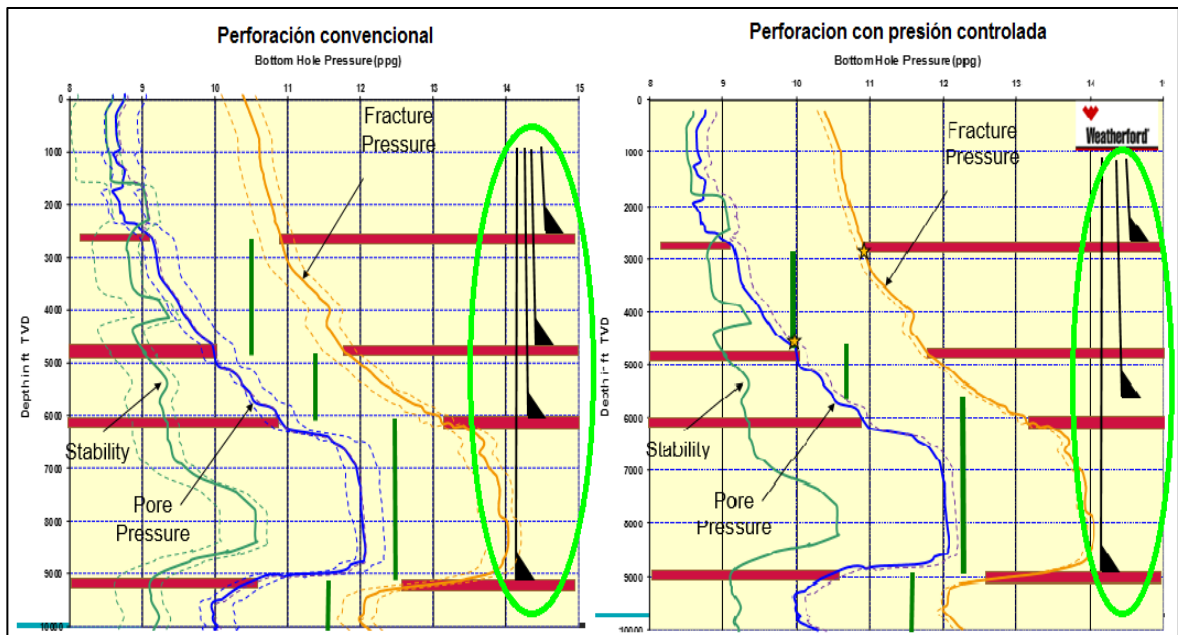
También se caracteriza por dar al fluido de perforación mayor importancia ya que la presión de este debe estar por encima de la presión de la formación que se esté perforando y así poder determinar las acciones para optimizar las propiedades de este y la reducción en el número de secciones del pozo a perforar (**Figura 11.**), es decir la cantidad de secciones que deben ser usadas para alcanzar la profundidad deseada.

²⁹ SAMUEL, Op. cit., p. 10.

³⁰ SAMUEL, Op. cit., p. 11.

³¹ SAMUEL, Op. cit., p. 7.

Figura 11. Muestra gráfica de la expansión de la ventana del fluido de perforación permitiendo la reducción de la cantidad de secciones.



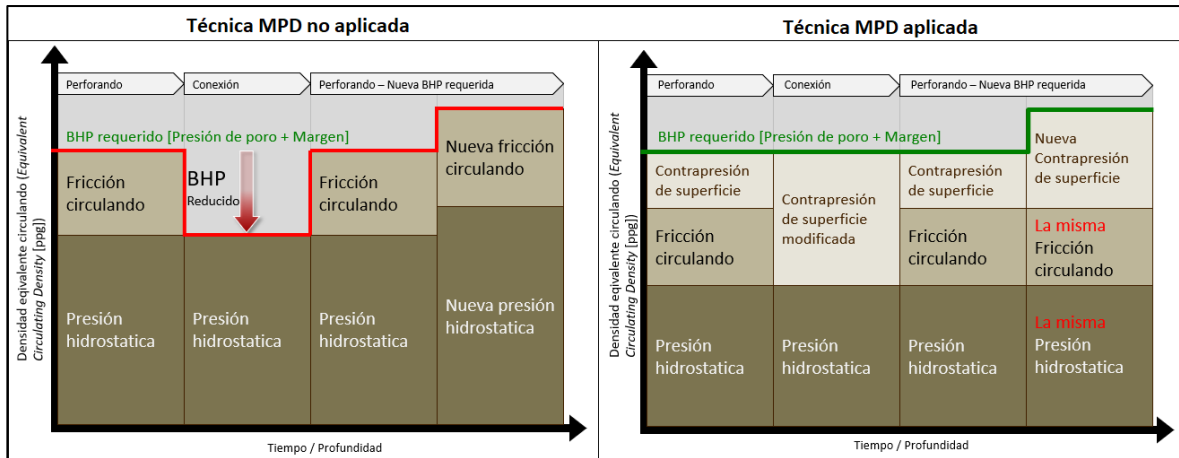
Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. :2010. Modificado por autores.

Otros rasgos de esta técnica es que su plan de perforación es como la de un pozo convencional y que el control del perfil de presiones es controlado de acuerdo con las necesidades de variación de la presión en el pozo ya que se cuenta con un medidor de flujo tipo Coriolis el cual permite al sistema detectar tanto pérdidas o ganancias de fluido hasta de un barril.

2.2.2.3 Presión constante en el fondo del pozo (*Constant Bottom Hole Pressure "CBHP"*): Su metodología en perforación con presión controlada es ser una técnica proactiva, por lo cual la presión en el fondo de pozo se mantiene constante durante momentos específicos, como en las conexiones, gracias a la intervención de un factor característico de la perforación con presión controlada el cual es la contrapresión ejercida por el estrangulador, como se muestra en la **Figura 12**, lo cual compensa las pérdidas por fricción en el espacio anular cuando se detiene el flujo del fluido de perforación, aplicando la presión necesaria en el momento exacto que el sistema refleja la caída de presión³².

³² SAMUEL, Op. cit., p. 8.

Figura 12. Representación gráfica del perfil de presiones en el momento en el que el fluido de perforación detiene su flujo.



Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. :2010. Modificado por autores.

Sus principales aplicaciones son el trabajo con una ventana fluido de perforación estrecha (pequeña diferencia entre la presión de poro y el gradiente de fractura) característica de cada formación, en la cual los márgenes de perforación y viajes son mínimos, la capacidad de extensión de profundidad de los Casing y el control en la inestabilidad generada en formaciones inestables en el momento de iniciar o detener las bombas.

2.2.2.4 Perforación de tapón de fluido de perforación (*Mud Cap Drilling*): Es una variación de la técnica de perforación con presión controlada la cual consiste en una perforación sin retorno de fluido de perforación a superficie ya que brinda la posibilidad de no disminuir totalmente la densidad del fluido de perforación. Disminuir la altura de la columna del fluido de perforación es con el fin de que la presión que se maneja en la operación sea mayor a la de la formación que se perfora la cual tiene características determinadas como aceptar fluidos o cortes (para generar tapón en las zonas permeables). Para la zona en la cual se pierde circulación, un fluido recomendado para la disminución de esto es un fluido con partículas de tamaño de grano respectivas al tamaño del poro. ya que estos actúan como sello en estas formaciones disminuyendo así la pérdida de circulación.

Esta técnica se aplica en escenarios específicos como control de pozo en pérdidas de fluido de perforación o influjos, mantener gases peligrosos como sulfuro de hidrógeno (H₂S) en el fondo del pozo, disponibilidad de fluido tanto de sacrificio como de tapón, disponibilidad de una zona o formación que tome los cortes y fluidos y usualmente aplica en zonas que han sido fracturadas o reservorios de carbonato los cuales tienden a presentar pérdidas de fluido de perforación en gran cantidad.

La técnica de perforación de tapón de fluido de perforación tiene dos tipos, los cuales son:

- Perforación de tapón de fluido de perforación presurizado (***Pressurized Mud Cap Drilling “PMCD”***): Esta variación de la perforación de tapón de fluido de perforación debe ser usada en el momento en que las pérdidas de fluido de perforación ya se hayan experimentado y que estas sean pérdidas parciales del fluido de perforación.

Sabiendo esto se deben tener en cuenta factores como que la formación debe ser lo suficientemente ancha (30-40 metros) como para tomar el fluido que se inyecta, también que el momento en que la circulación se establezca, el tapón de fluido de perforación debe ser extraído del pozo y que la densidad del fluido de perforación debe ser ligeramente inferior a la presión en el fondo del pozo, ya que el resto de presión necesaria para establecer control en el pozo será proporcionado por una mínima presión desde superficie (200 – 300 psi).

- Perforación de tapón de fluido de perforación flotante (***Floating Mud Cap Drilling “FMCD”***): Esta variación de la perforación de tapón de fluido de perforación debe ser usada en el momento en que las pérdidas del fluido de perforación ya se hayan experimentado y que estas sean pérdidas totales del fluido de perforación.

Se le llama tapón de fluido de perforación flotante ya que la columna del fluido de perforación en el espacio anular debe ejercer una presión menor a la presión de la formación y en casos específicos la presión que ejerce el fluido de formación es menor al que podría ejercer el agua (fluido base del fluido de perforación) por esto es necesario disminuir su altura (dando la impresión de que esta flotando), hasta alcanzar la presión deseada.

Otra característica es que no hay precisión para determinar problemas en el control de pozo ya que los problemas operativos en la perforación afectan la precisión del medidor que se usa para determinar el nivel de flujo.

Los problemas que más se presentan en una operación que tengan establecida esta técnica son bastante claros como:

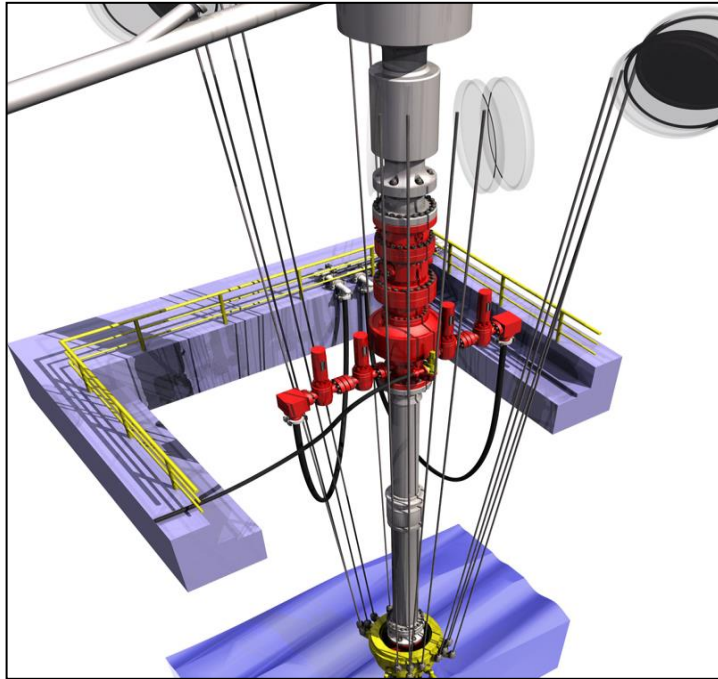
- ✓ Un seguimiento deficiente de la presión del espacio anular.
- ✓ El fluido de perforación debe encontrar un punto de equilibrio.
- ✓ La detección de una migración o influjo de gas se dificulta.
- ✓ Se requiere un continuo llene del espacio anular para ejercer un buen control de pozo.

- ✓ Para hacer las operaciones más seguras, se requiere un detallado conocimiento sobre las formaciones.
- ✓ El fluido de perforación que se ubica en el espacio anular debe tener un ajuste de acuerdo con el comportamiento de las formaciones, es decir de acuerdo con sus características como densidad o altura en el espacio anular.

2.2.3 Equipos de perforación con presión controlada. Para el buen manejo de la técnica de perforación con presión controlada en aguas profundas es necesario la instalación de equipos específicos, establecer sus características y funciones e identificar factores de selección, esto con el fin de asegurar que está se desempeñe eficientemente y que cumpla con las condiciones necesarias, los equipos son:

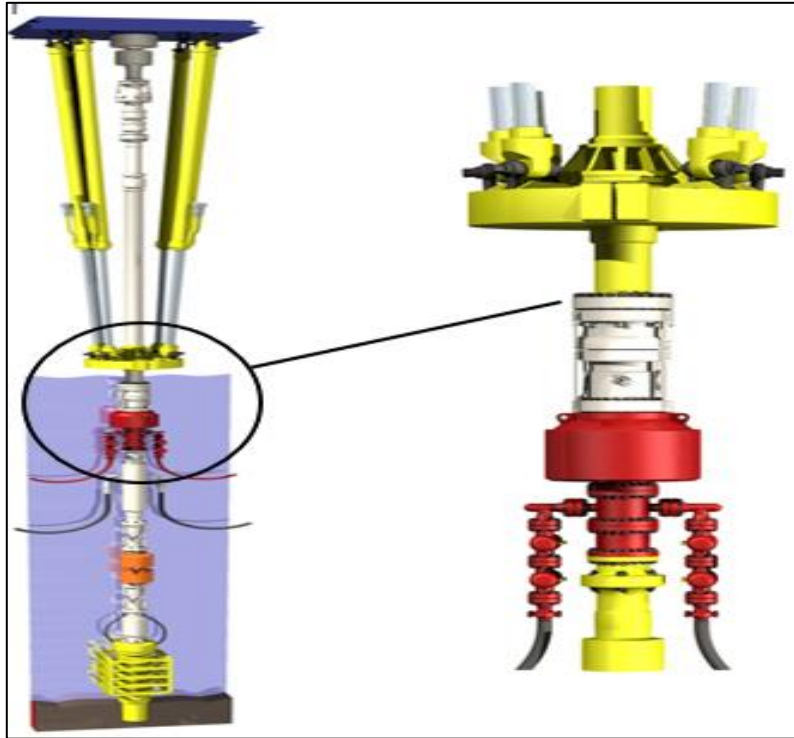
2.2.3.1 Ensamblaje de Riser (*Riser Assembly*): Es el equipo ubicado a cierta distancia de las válvulas preventoras, el cual cumple la función de crear sello con el espacio anular y redireccionar el fluido por una línea preferencial. Este ensamblaje está compuesto por tres herramientas, las cuales Puede ser ubicadas por encima (**Figura 13.**) o por debajo (**Figura -14.**) del anillo tensionador (*Tension Ring*) el cual, en caso de escenarios con gran oleaje y movimiento peligroso, es quien provee estabilidad.

Figura 13. Ensamblaje de Riser ubicado por encima del anillo tensionador.



Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. :2010.

Figura 14. Ensamblaje de Riser ubicado por debajo del anillo tensionador.

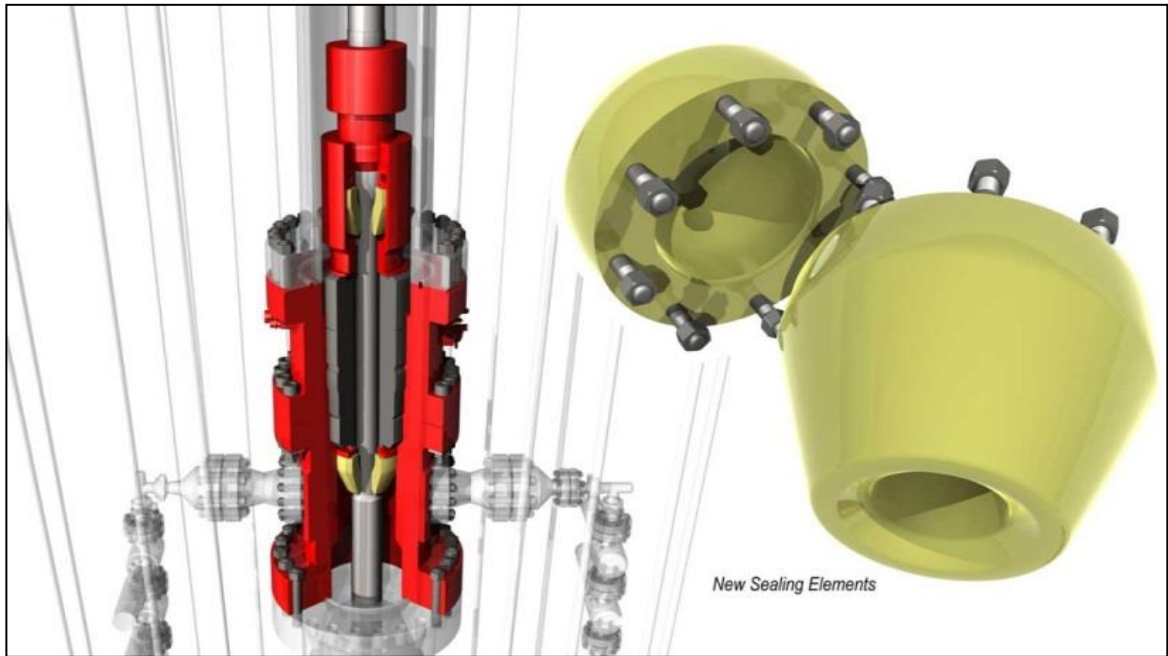


Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1-INTRODUCTION TO MPD. :2010.

Las herramientas que componen el ensamblaje de Riser son:

- **Dispositivo de control rotatorio (*Rotating Control Device "RCD"*):** También llamado cabeza rotatoria, se ubica en la parte superior del ensamblaje haciendo conexión con el conductor, la función principal de este dispositivo es crear un sello con el anular por medio de una goma rotatoria para que el fluido pueda ser redireccionado por una línea de flujo alterna. Debe ser usado en conjunto con la Preventora de influjo tipo ariete ya que, en cualquier momento, es capaz de reemplazar un elemento de está. **(Figura 15.)**

Figura 15. Dispositivo de control rotatorio (*Rotating Control Device "RCD"*).



Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. :2010. Modificado por autores.

Esta herramienta por si sola tiene la capacidad de que, en una operación de perforación convencional, crear un sello con el fin de evitar un influjo tanto de gas o fluido, y tener la posibilidad de una reacción temprana. Esto con el fin de proveer soporte en el tema de salud, seguridad y cuidado del medio ambiente.

- **Aislador de la sarta de perforación (*Drill String Insolation Tool "DSIT"*):** Se ubica justo debajo de la cabeza rotatoria (**Figura 16.**) y su comportamiento es similar al de una Preventora de influjo, ya que su principal función es crear un sello para aislar el pozo, y realizar el cambio de goma de la cabeza rotatoria en el momento en que esta se desgaste o una operación de mantenimiento a la herramienta.

Figura 16. Aislador de la sarta de perforación.



Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. :2010.

Otra función de esta herramienta es en ocasiones en que se ha detectado que ha entrado gas en el Riser antes de que la BOP pudiera cerrarse para evitarlo, así que el aislador se cierra contra la tubería para iniciar la operación de circulación del gas.

- **Carretel de flujo (*Flow Spool*):** Se encuentra ubicado debajo del DSIT y es el último componente del ensamblaje del Riser y se compone por dos mangueras en cuello de ganso, una para el retorno de fluido y otra de respaldo (**Figura 17.**). Su función básicamente es redireccionar el fluido a través de la manguera en forma de cuello de ganso que es accionada hidráulicamente por una unidad de

poder hidráulica (*Hydraulic Power Unit "HPU"*) hacia donde lo requiera la operación, que en el caso más común es hacia el Buffer Manifold, el cual tiene un mayor control de la dirección o ruta que debe tomar el fluido.

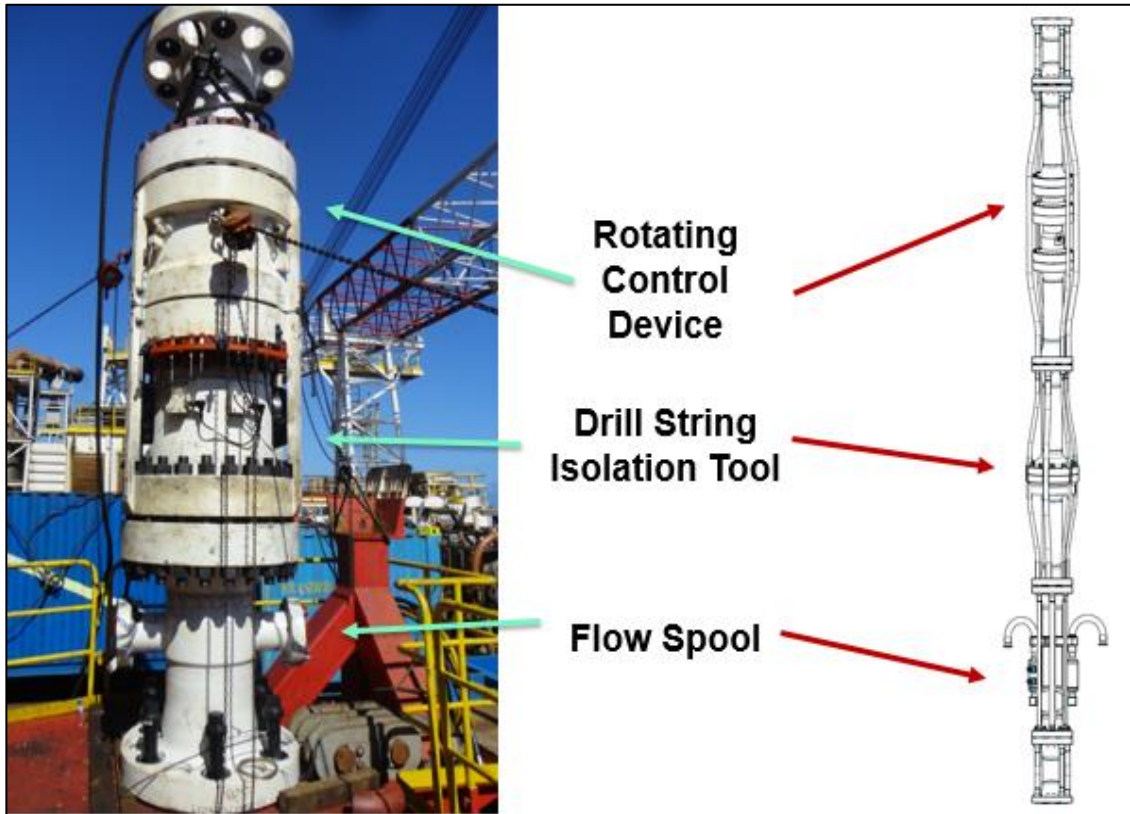
Figura 17. Carretel de flujo.



Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD
Training Level 1- INTRODUCTION
TO MPD. :2010.

A continuación, se muestra el ensamblaje de Riser explicado anteriormente, ya terminado con sus tres componentes unidos. **(Figura 18)**.

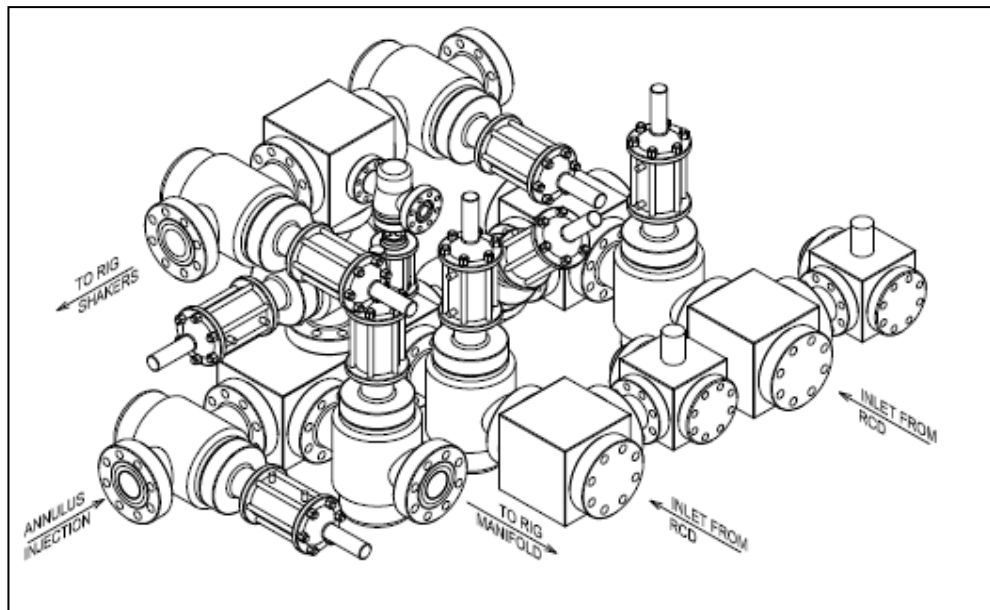
Figura 18. Ensamblaje de Riser.



Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. :2010. Modificado por autores.

2.2.3.2 Múltiple de amortiguación (*Buffer Manifold*): Es un equipo enfocado en el redireccionamiento del fluido, ya que puede dar destino y controlar el fluido durante varias operaciones (Operación convencional, el Riser y el desgasificador, el monitoreo desarrollado del flujo o de operaciones MPD). El múltiple logra su función usando válvulas accionadas hidráulicamente con capacidad de hasta 5000 PSI. Este equipo está provisto con dos válvulas de seguridad controladas electrónicamente con el fin de proteger el pozo (**Figura 19.**). Dependiendo de la configuración de las válvulas, el flujo se puede direccionar según lo requiera la operación.

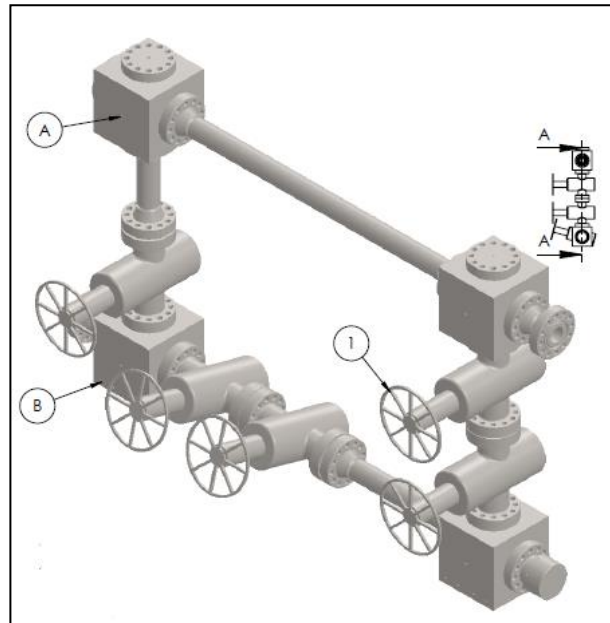
Figura 19. Múltiple de amortiguación.



Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. :2010.

2.2.3.3 Recolector de basura (*Junk Catcher*): Es la herramienta encargada de operar como filtro, reteniendo todo tipo de pequeños objetos provenientes del pozo que puedan tapan o intervenir en el buen funcionamiento del siguiente equipo en la línea (**Figura 20.**).

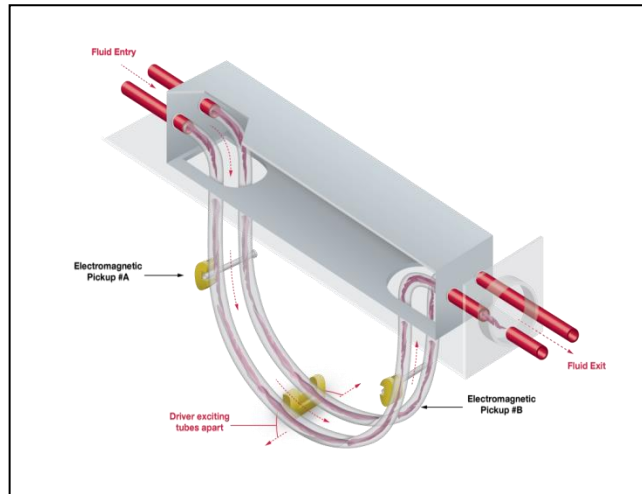
Figura 20. Recolector de basura.



Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. :2010.

2.2.3.4 Colector de control de microflujo (*Microflux Control Manifold*): Es el sistema de control para las operaciones *MPD*, el cual usa algoritmos de control para identificar flujos anormales y pérdidas en tiempo real. Esta herramienta ejerce control por medio de dos chokes en superficie, un medidor de flujo Coriolis (**Figura 21.**) y una unidad de control inteligente (*Intelligent Control Unit "ICU"*), las cuales identifican el valor que se debe aplicar de contrapresión al sistema para mantenerlo bajo control en todo momento.

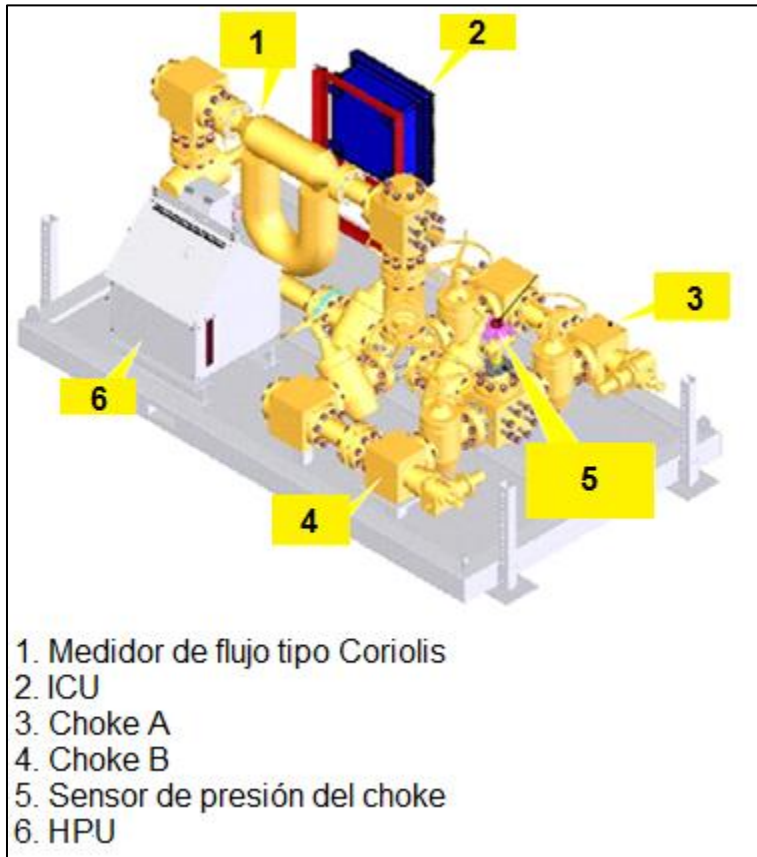
Figura 21. Medidor de flujo Coriolis.



Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. :2010.

A continuación, en la **Figura 22** se puede identificar la configuración del equipo.

Figura 22. Colector de control de microflujo.



Fuente: CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1-INTRODUCTION TO MPD. :2010. Modificado por autores.

2.2.4 Riesgos de la técnica de perforación con presión controlada. Al ser esta una técnica que se desarrolló en los últimos años afronta riesgos como:

- Incertidumbre en funcionamiento o rendimiento de la técnica.
- No cumplir con expectativas deseadas.
- Baja capacitación sobre el manejo de la técnica.

2.2.5 Ventajas de la técnica de perforación con presión controlada. La implementación de la técnica de perforación con presión controlada se caracteriza por ofrecer variedad de ventajas frente a aspectos como perfiles de presiones, condiciones de las formaciones, estabilidad del pozo o eventualidades en la perforación. Las ventajas son:

- Control volumétrico en el espacio anular con medición exacta del fluido de perforación entrando y saliendo, lo cual permite un balance volumétrico correcto a través de toda la perforación.

- Mantenimiento constante de las propiedades del fluido de perforación.
- Control preciso de las presiones de pozo mediante el uso de equipos y procesos de ingeniería que permiten que la perforación se desarrolle dentro de los límites de presión de pozo.
- Problemas de inestabilidad de pozo se mitigan y controlan sin la necesidad de aumentar la densidad de la columna de fluido de perforación.
- Identificación temprana tanto de influjos como de pérdidas del fluido de perforación.
- Sistema de circulación cerrado que permite facilitar el control deseado.
- Viabilidad de perforación de pozos que convencionalmente no son viables.
- Amplio rango de aplicabilidad.
- Disminución de tiempos no productivos.

2.2.6 Desventajas de la técnica de perforación con presión controlada. Las desventajas que presenta la implementación de la perforación con presión controlada son las siguientes:

- Capacitación específica sobre procesos y equipos para la cuadrilla de perforación.
- Movilidad de equipos hasta localización del pozo.
- Dependencia hacia el sistema automático.
- Escenas de pérdida continua de fluido o influjos.
- Inestabilidad de pozo.

2.2.7 Rango de aplicabilidad de la técnica de perforación con presión controlada. La técnica de perforación con presión controlada tiene la ventaja de tener un rango amplio de aplicabilidad ya que, aplica para un pozo exploratorio del cual no se tiene conocimiento previo del comportamiento geológico y de igual manera aplica para pozo en desarrollo que ya han presentado problemas en su campaña de perforación y que se desean ser corregidos o mitigados.

Los problemas para lo que la técnica aplica, que pueden presentarse o que estén reincidiendo en un pozo son:

- Ventana de fluido de perforación estrecha (pequeña diferencia entre el gradiente de presión de poro y/o derrumbe y el gradiente de fractura).
- Escenas de pérdida continua de fluido o influjos.

- Inestabilidad de pozo.
- Dificultad en el control de pozo.
- Baja Tasa de perforación.
- Reservorios con presiones anormales y subnormales.
- Implementación de un sistema de seguridad.

3. SIMULACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL ESPACIO ANULAR

En el siguiente capítulo se realiza una representación de las pérdidas de presión por fricción en el espacio anular, por medio del simulador OneSync, el cual da como resultado perfiles de presión, dados por la combinación de diferentes variables del pozo de estudio que se hablan a continuación.

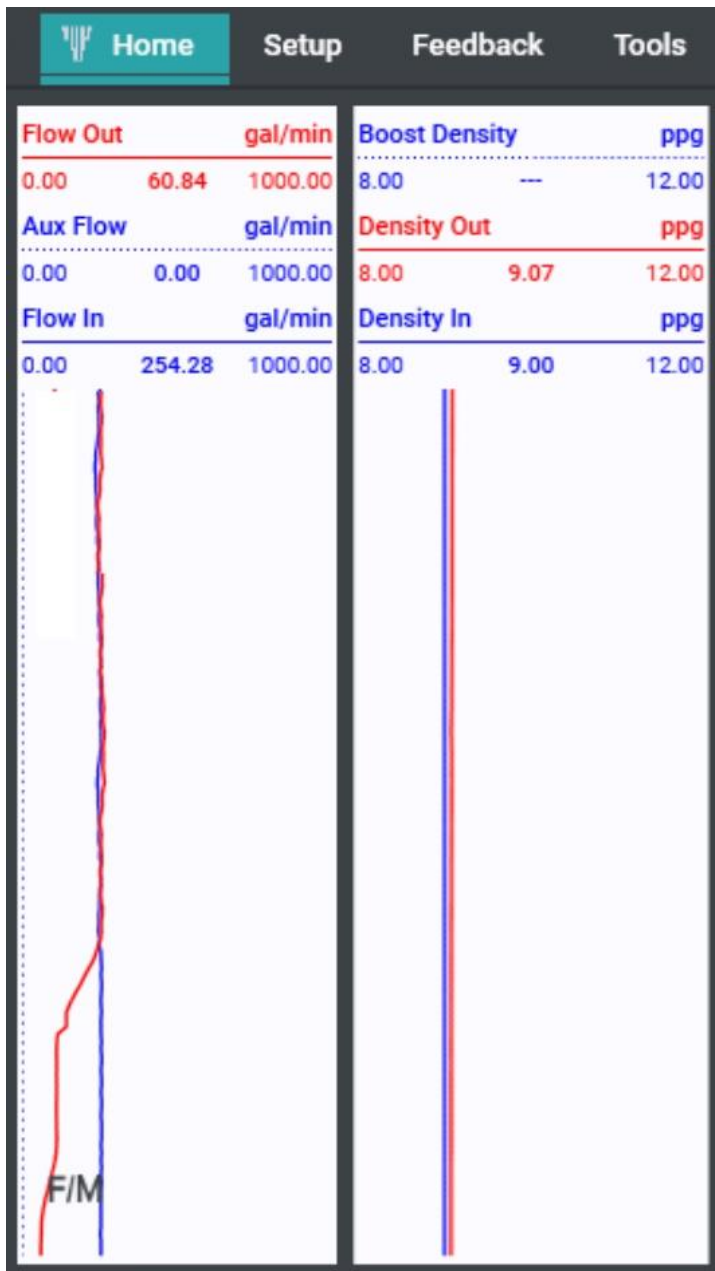
3.1 DESCRIPCIÓN DE MÓDULOS DEL SIMULADOR ONESYNC

El simulador OneSync es un simulador hidráulico, el cual fue creado por la Compañía multinacional Weatherford como una herramienta que sirva para la determinación del comportamiento de presiones de fondo en tiempo real (Flujo transiente) con la particularidad de poder crear un caso específico, con la litología, herramientas y escenarios necesarios.

Mediante perfiles de presión del fondo del pozo, el operador tiene la capacidad de monitorear el comportamiento e intervenir automática o manualmente, en cualquier situación anormal que se presente como pérdida total del fluido de perforación, eventos de inlfujo o conexión de tubería.

El programa actúa partiendo del principio de balance de masas, donde el flujo entrando debe ser el mismo que el flujo saliendo. Gracias a un sistema de circulación cerrado donde el flujo de entrada se identifica con sensores cuenta strokes en las bombas y el flujo de salida con un medidor de flujo volumétrico (Medidor Coriolis), el sistema identifica cualquier variación por pequeña que sea entre flujo y densidad entrando y saliendo, las cuales son graficadas para el monitoreo y control del perfil de presión anular (**Figura 23**). Estos son el resultado de la combinación de factores específicos del pozo como la información brindada por el medidor de flujo (Temperatura, densidad y caudal de salida) y la información ingresada por el operador como litología, estado mecánico, ensamblaje de fondo, propiedades del fluido de perforación.

Figura 23. Grafica de flujo de entrada y salida y de densidad de entrada y salida, representando pérdida de fluido.



Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

El escenario que se plantea para este proyecto es un barco de perforación (*Drill ship*) en aguas ultra profundas ubicado en la Cuenca del Sinú Costa Afuera, Caribe

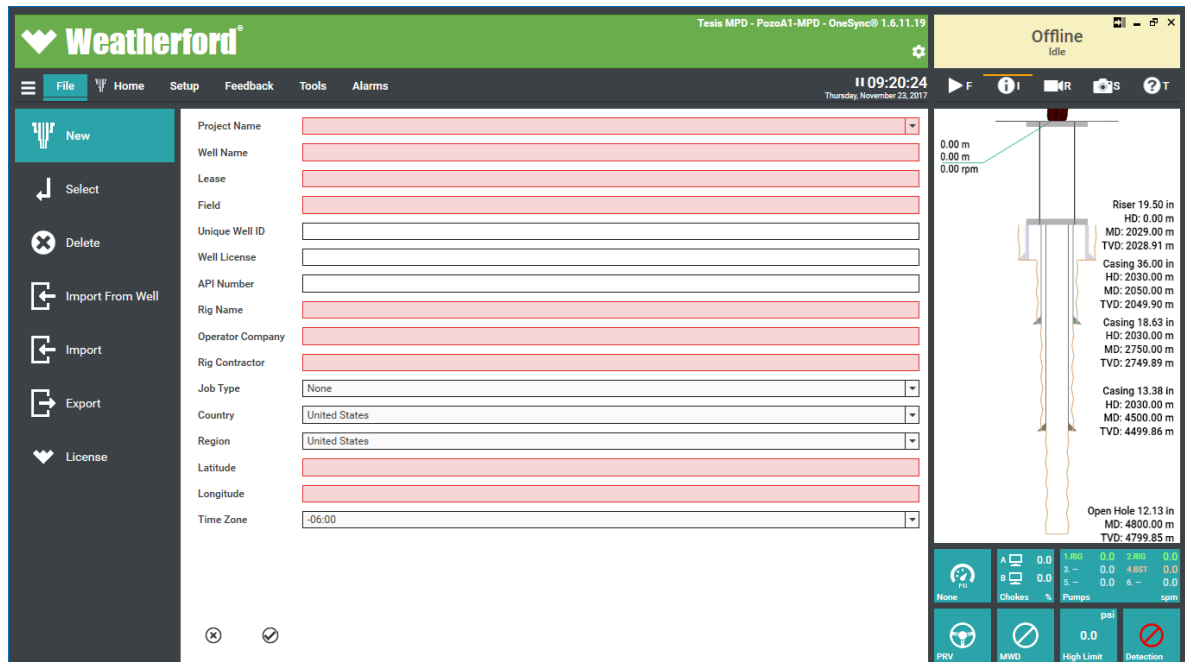
Colombiano. Se ilustra en imágenes el paso a paso y con una explicación breve se describe que hacer en cada módulo para crear el caso en el simulador.

Instalación de OneSync.

OneSync al ser un software creado por la empresa Weatherford, requiere unas licencias y permisos otorgados por la misma. Es posible descargarlo de internet, pero en su instalación requiere código de verificación el cual es otorgado de manera directa por operarios y empleados de Weatherford.

En la **Figura 24** se muestra el inicio del simulador una vez instalado, para este proyecto se crea el caso seleccionando nuevo proyecto. Se requiere llenar los datos básicos resaltados en rojo, como nombre del proyecto, nombre del pozo, localización, licencia, empresa operadora, etc.

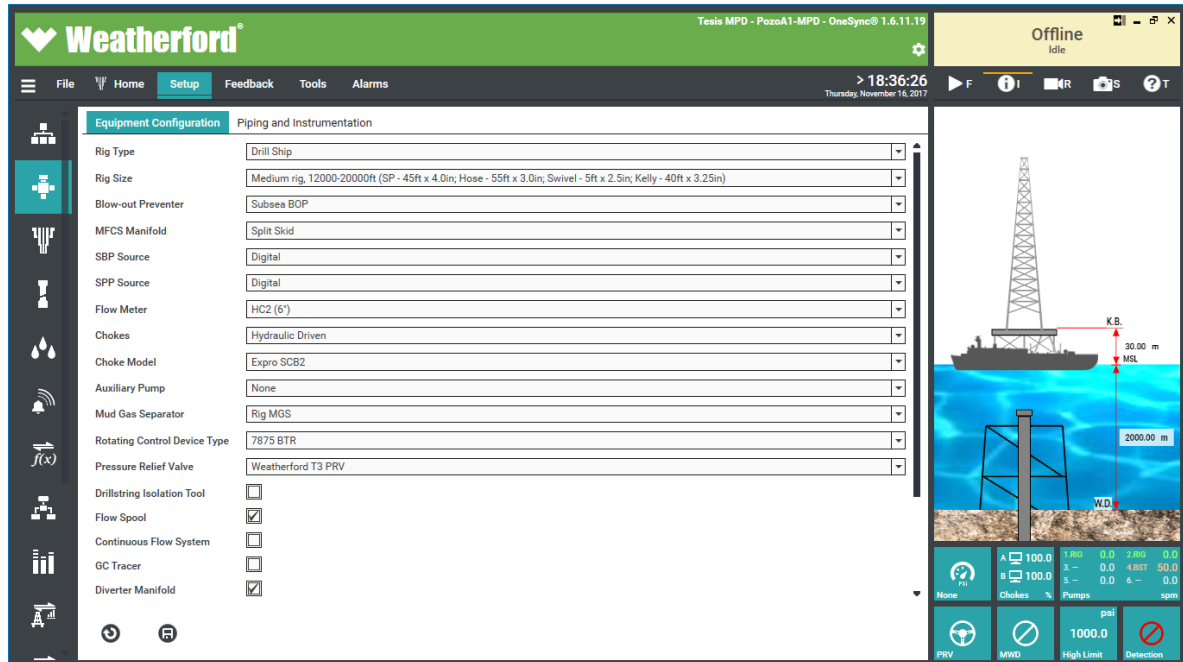
Figura 24. Datos básicos del proyecto.



Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

El siguiente paso se muestra en la **Figura 25** donde se escoge el tipo de plataforma, tamaño y todos los equipos que harán parte, para este proyecto se selecciona un Barco de Perforación mediano como tipo y tamaño de plataforma, se incluye las preventoras, el *Diverter Manifold*, el *Flow Spool* y un par de chokes hidráulicos para el uso de la técnica de perforación con presión controlada MPD.

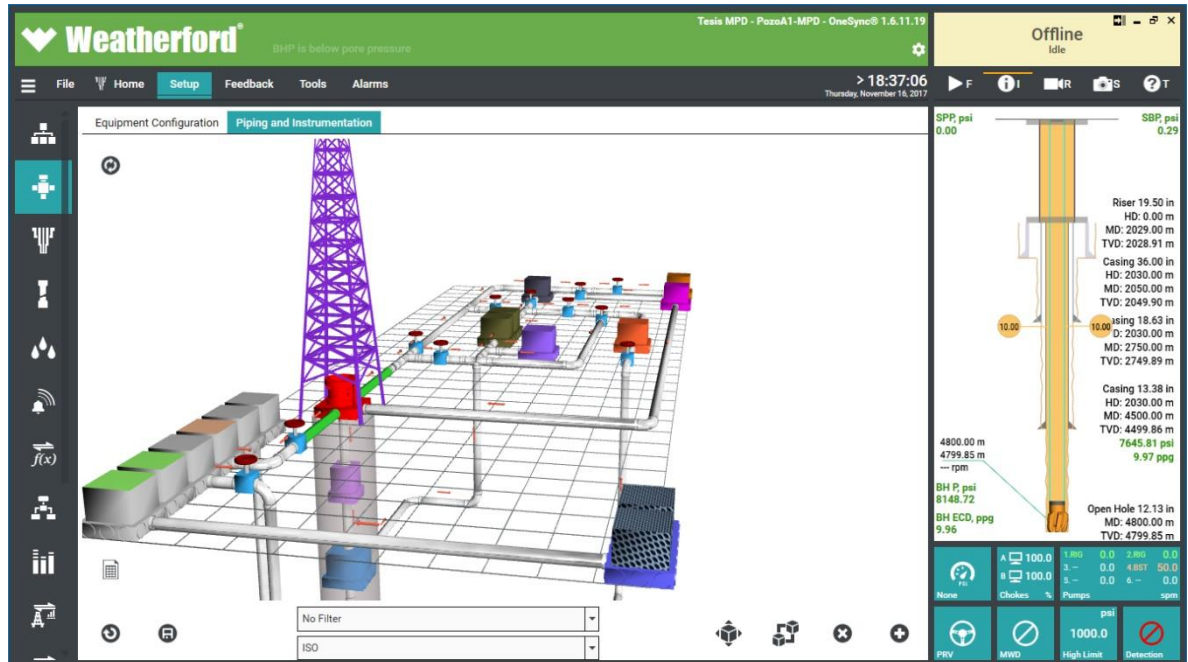
Figura 25. Configuración de equipos.



Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

El siguiente paso se muestra en la **Figura 26** donde se realiza la ubicación, selección y organización de la plataforma operacional, para este proyecto se ubica la torre de perforación en el medio del barco de perforación. Las bombas se ubican y se activa el número de bombas requeridas,

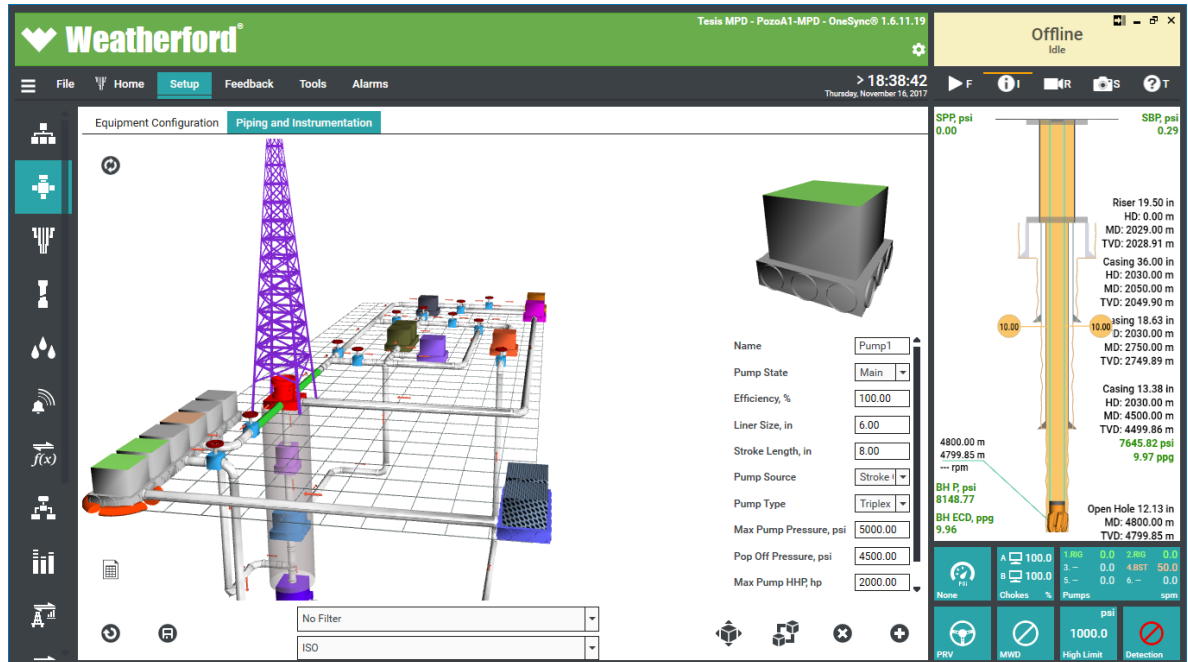
Figura 26. Tubería e instrumentación de equipos.



Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

Como se muestra en la **Figura 27** para este proyecto se seleccionan dos bombas triplex de capacidad máxima de presión de 5000psi dinámico, 4500psi estático y con una eficiencia del 100%. Adicional se selecciona una tercera bomba que será utilizada como bomba back up, con las mismas características.

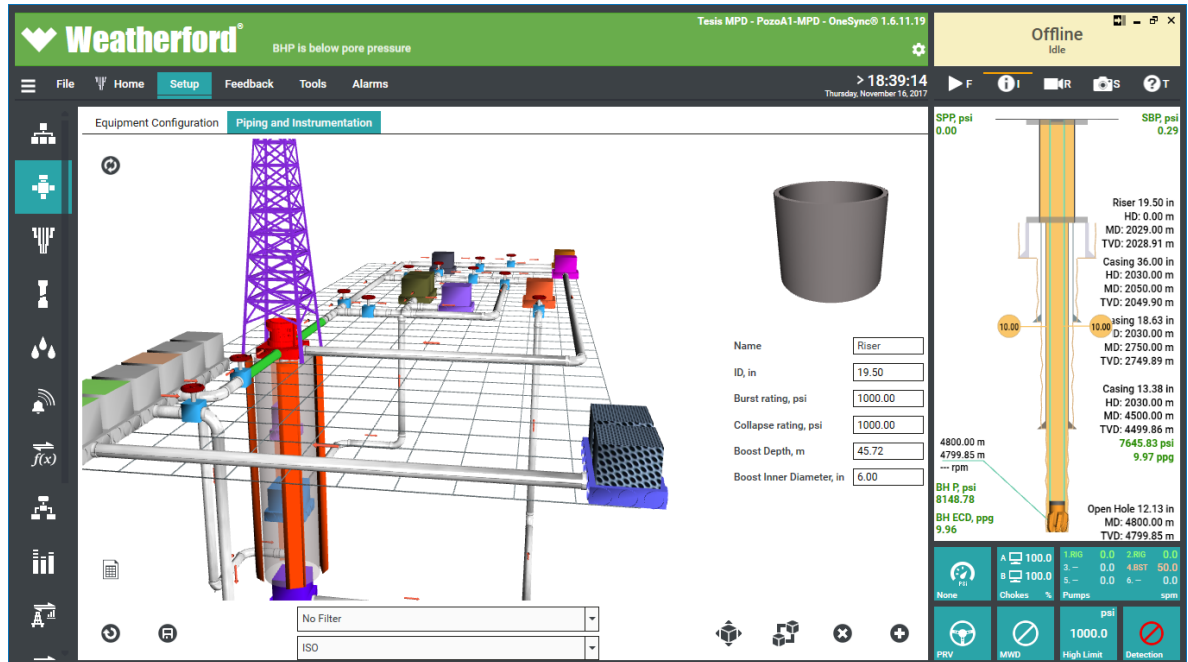
Figura 27. Configuración y selección de Bombas.



Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

El siguiente paso se muestra en la **Figura 28** estando en la misma ventana del simulador se selecciona el Riser y al costado derecho ilustra todas las especificaciones a editar. Para este proyecto utilizamos un Riser con un diámetro interno de 19,5”, los demás datos están predeterminados por el simulador y no es necesario editarlos.

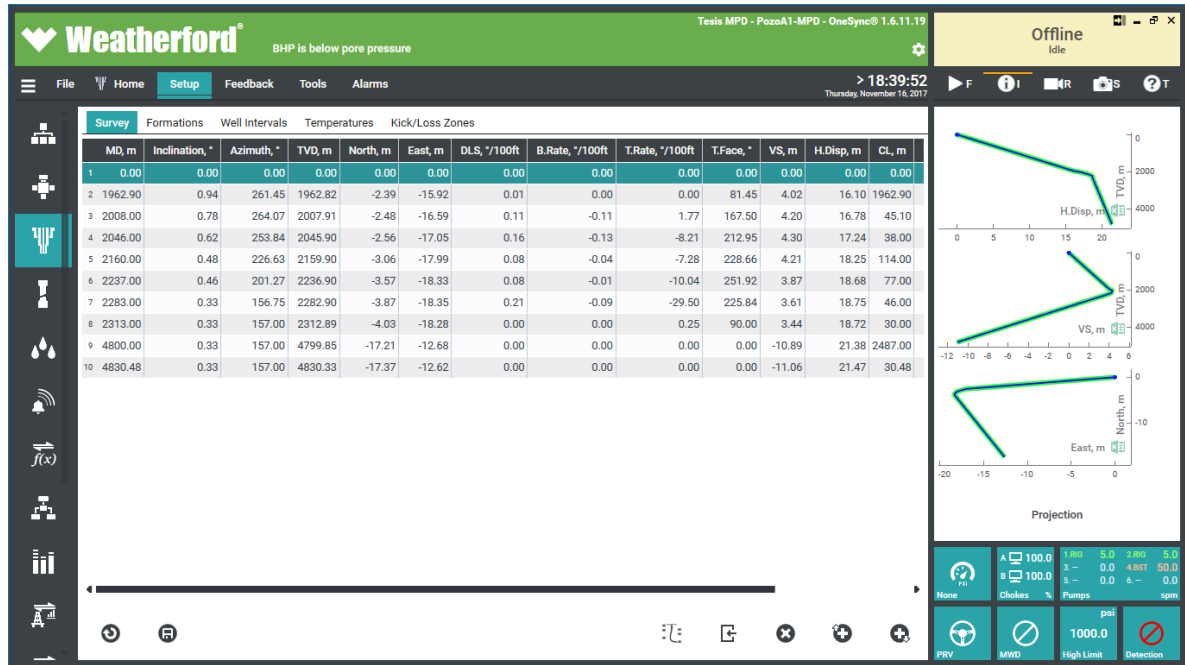
Figura 28. Configuración y selección del Riser.



Fuente: OneSync, simulador.

Continuando con la creación del caso y dando como terminado el segmento de equipos en superficie, se pasa a la siguiente ventana “Well Data”, en esta se completa toda la información referente a las formaciones, los intervalos de las formación, temperaturas y zonas de posibles pérdidas o influjos. La **Figura 29** muestra el survey o el resumen de las secciones seleccionadas para este proyecto, las formaciones seleccionadas corresponden a la Cuenca del Sinú Costa Afuera, caribe colombiano. Esta información es otorgada por la empresa operadora Anadarko Colombia.

Figura 29. Survey de la información del Pozo.

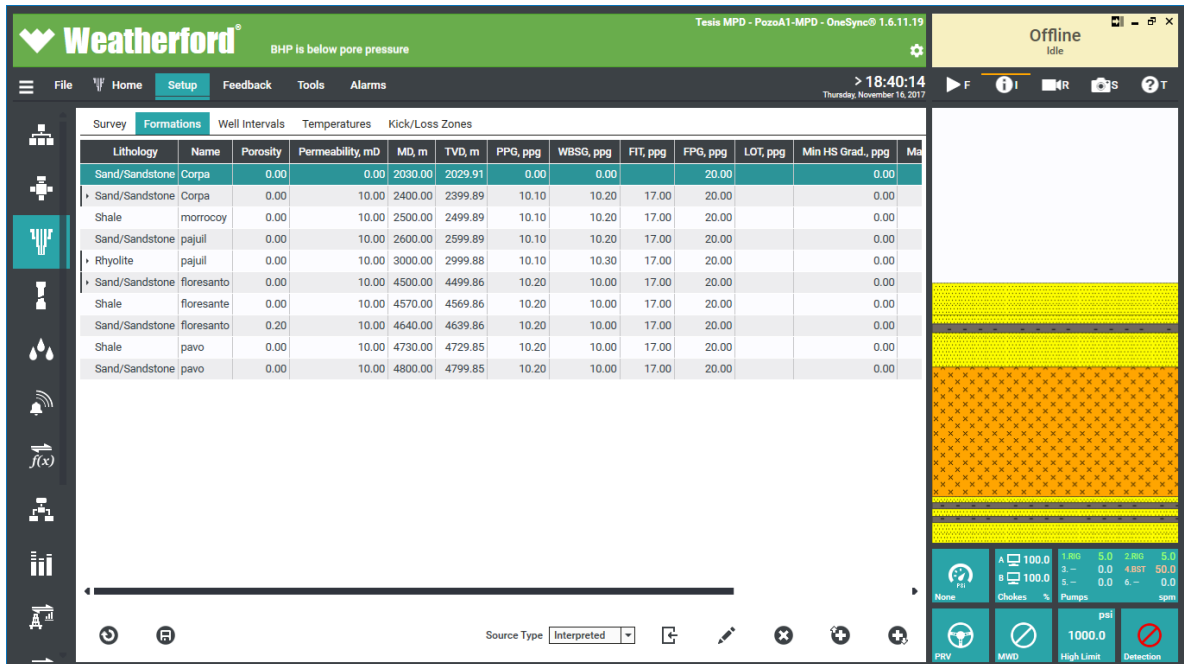


Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

El siguiente paso se muestra en la **Figura 30** en la cual se especifican las formaciones en su respectivo orden de edad, cada una completando los datos de litología, porosidad, permeabilidad, MD, TVD, ppg, etc.

Para este proyecto las formaciones corresponden al Bloque Fuerte Norte y Sur, que es la Zona de interés por parte de la operadora para la campaña de perforación completa. Cada formación se le asigna el nombre real y sus características. Toda la información es otorgada por la empresa operadora Anadarko Colombia.

Figura 30. Formaciones y litologías.

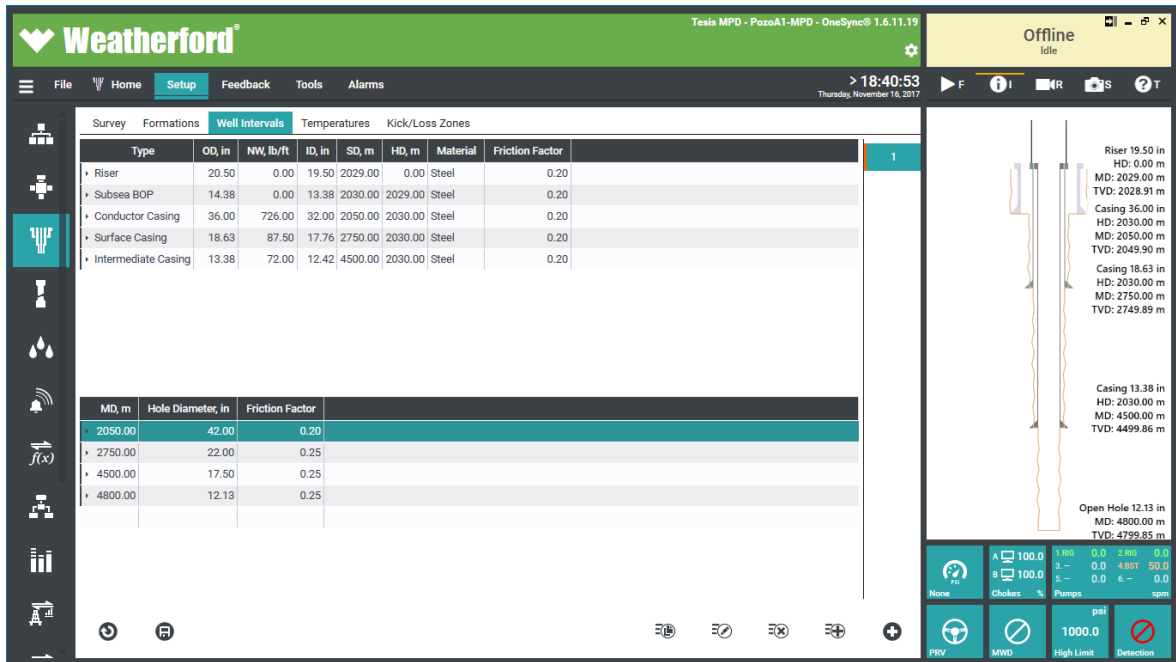


Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

El siguiente paso se muestra en la **Figura 31** en esta ventana se realiza el diseño del estado mecánico del Pozo, se seleccionan diámetros, longitudes y profundidad de cada una de las secciones y tipos de tuberías a utilizar para el caso planteado.

Para este proyecto se seleccionó un Riser de 20,50” de diámetro externo y 19,50” de diámetro interno, 3 secciones de Casing de diámetros 36”, 18.63” y 13.38” de diámetro externo y 32”, 17.76” y 12.42” de diámetro interno respectivamente para cada sección de Casing. Las preventoras BOP son ubicadas en el lecho marino con un diámetro externo de 14,50” y 13,50” de diámetro interno. El TVD es de 4799.85m y el MD de 4800m a hueco abierto de 12.13”. La información es otorgada por la empresa operadora Anadarko Colombia.

Figura 31. Construcción de Estado Mecánico

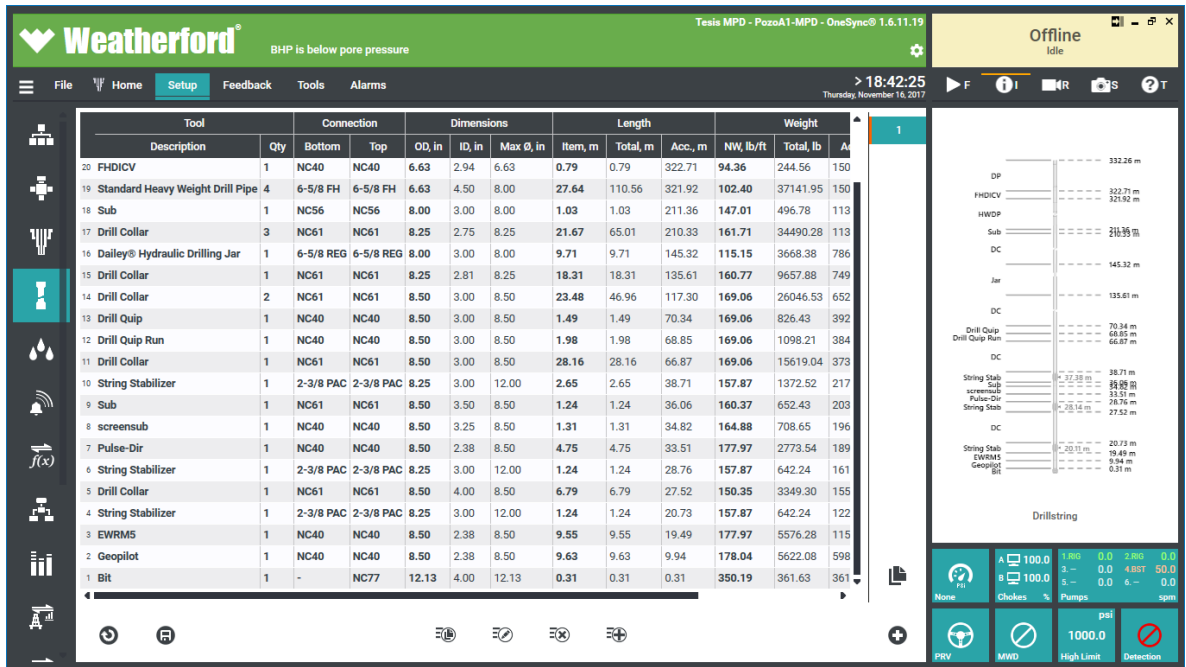


Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

Una vez terminada toda la información y especificación de datos del pozo (*Well Data*) y el estado mecánico esté listo, continua la siguiente ventana “*Drill Stem*”.

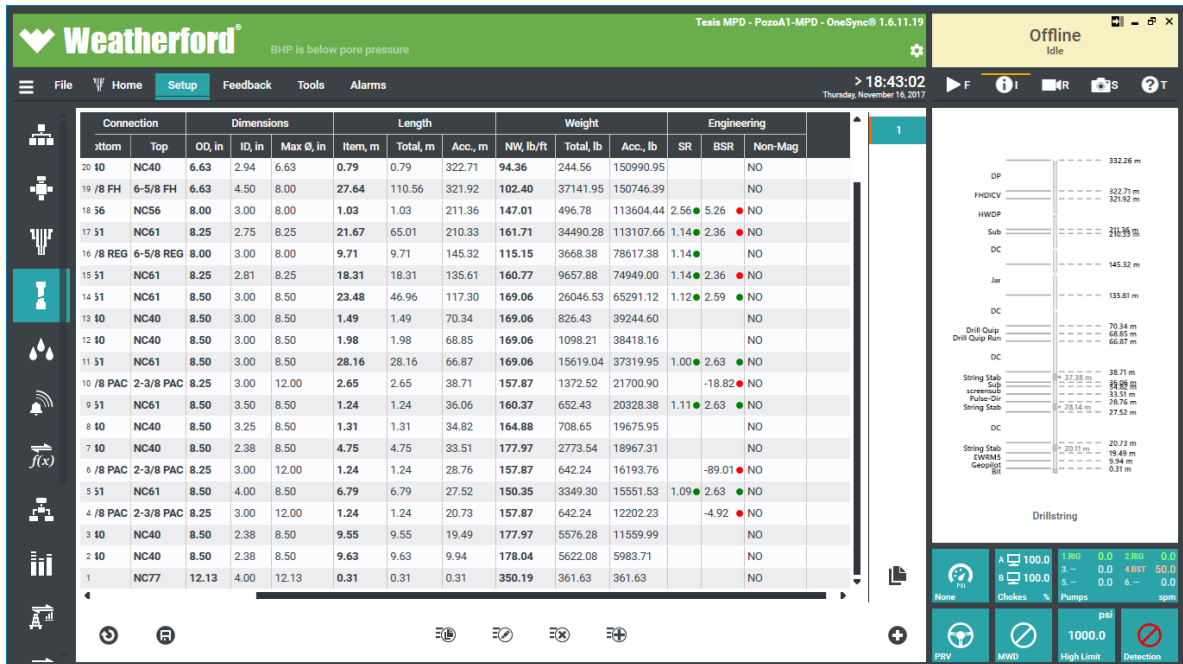
El siguiente paso se muestran en la **Figura 32** y en continuación con la **Figura 33** donde se completa la información requerida para la tubería, las conexiones, las dimensiones, longitudes y peso de cada uno. Para este proyecto la información de cada una de las tuberías con sus respectivas especificaciones es otorgada por la empresa Anadarko Colombia y modificada por los autores en el simulador.

Figura 32. BHA, ensamblaje de fondo y características de tuberías.



Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

Figura 33. BHA, ensamblaje de fondo y características de tuberías, continuación.

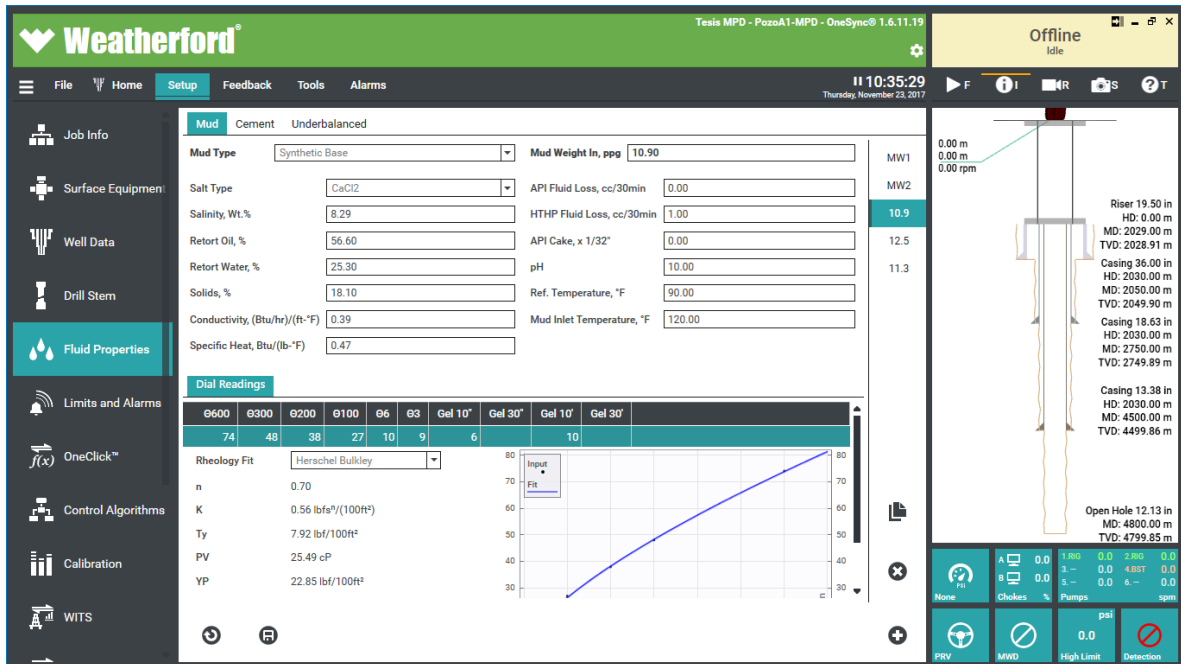


Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

El último paso, es crear el fluido de perforación que se va a trabajar en la simulación, como se muestra en la **Figura 34** la ventana de propiedades de los fluidos incluye toda la caracterización necesaria. Para este proyecto se utiliza un lodo de tipo base sintética, con una salinidad de 8.29%, una retorta de 56.6% aceite, 25.3% agua y 18.10% sólidos. El peso del lodo de entrada es de 10.9ppg. Se debe seleccionar el modelo reológico por el cual se va a regir el fluido de perforación que para este caso es Buckley Hershell.

Una vez iniciada la simulación, el software arroja graficas donde muestra la ventana de perforación y el rango para perforar dentro de las condiciones indicadas, también ilustra el límite para fractura o para un influjo.

Figura 334. Propiedades del fluido de perforación.



Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

3.1.1 Equipos de superficie (*Surface Equipment*). En este módulo se encuentran dos subsecciones en las cuales es necesario ingresar variables de equipos en el pozo. La selección de ciertos factores con el fin de tener la mejor representación del caso es indispensable, pero por el contrario existen otros factores que no afectan directamente los resultados así que es posible dejar la opción que aparece por defecto.

Para la primera sección del módulo llamada Configuración de equipos (*Equipment Configuration*) los factores que son necesarios ingresar son:

- El tipo de plataforma de perforación (*Jack Up*, semi-sumergible, barcaza de perforación, o en tierra si es el caso).
- Preventoras de influjo (En superficie o en el fondo del mar)
- Indicador de sensores.
- Equipos auxiliares (Bombas, separadores de fluidos, válvulas, chokes)
- Herramientas para perforación con presión controlada (Ensamblaje de Riser, recolector de basura, múltiple de amortiguación, MFCS)

En la segunda sección del módulo llamada Tubería e Instrumentación (*Piping and Instrumentation*) se pueden ingresar variables como:

- Variables de Riser (Diámetro interno (in), longitud (ft), rating)

- Bombas disponibles con sus características (Tipo, camisa (ft), strokes, eficiencia (%))

3.1.2 Datos del pozo (*Well Data*). Este módulo se ingresa información con respecto al *survey* del pozo (información direccional), litología y el estado mecánico del pozo.

3.1.2.1 Información direccional (*Survey*). Para esta sección se ingresa información según el operador lo considere necesario, ya que los factores a ingresar puede que no reflejen un cambio considerable a medida que avanza la perforación. Los factores para ingresar son:

- Profundidad medida (*Measured Depth “MD”*) (m).
- Inclinación (*Inclination*) (°).
- Azimut (*Azimuth*).
- Profundidad vertical verdadera (*True Vertical Depth “TVD”*) (m).

3.1.2.2 Información litológica (*Formations*). Esta sección se alimenta con toda la información referente a la litología de la cuenca en la que está ubicado el pozo. La información que se ingresa es:

- Litología (tipo de roca).
- Nombre de la formación.
- Porosidad (%).
- Permeabilidad (md).
- Profundidad medida (*Measured Depth “MD”*) (m).
- Profundidad vertical verdadera (*True Vertical Depth “TVD”*) (m).
- Gradiente de presión de poro (*Pore Pressure Gradient “PPG”*).
- Gradiente de presión de derrumbe (*Wellbore Stability Gradient “WBSG”*).
- Gradiente de integridad (*Formation Integrity Test “FIT”*).
- Gradiente de presión de fractura (*Fracture Pressure Gradient “FPG”*).

3.1.2.3 Secciones del pozo (*Well intervals*). Para esta sección se ingresa variables tanto para el hueco abierto como para su completamiento, es decir variables del revestimiento usado para completar la sección, según sea necesario. Para la parte de hueco abierto las variables a ingresar son:

- Profundidad medida (*Measured Depth “MD”*) (m).
- Diámetro del hueco (*Hole Diameter*) (in).

- Factor de fricción.

Las variables para las secciones revestidas son:

- Tipo de sección (*Riser*, Preventora de reventones, casing).
- Diámetro externo (*Outer Diameter* “OD”) (in).
- Peso nominal (*Nominal Weight* “NW”) (lb/ft).
- Diámetro interno (*Inner Diameter* “ID”) (in).
- Profundidad de colgado (m).
- Profundidad de asentamiento (m).
- Factor de fricción.

3.1.3 Ensamblaje de fondo (*Drill Stem*). En este módulo es necesario tener conocimiento de todas las herramientas que conforman el BHA (*Bottom Hole Assembly*) con ciertos parámetros específicos. Esta sección se divide en dos partes, una que se conforma solo por el tubo de perforación (*Drill Pipe*) y otra que se conforma por todas las herramientas del BHA.

Es necesario decir que, para facilidad de manejo de esta sección, se recomienda introducir herramienta por herramienta en sentido fondo-superficie. Los factores que se deben ingresar de cada herramienta que componga el BHA son:

- Tipo de herramienta.
- Fabricante.
- Diámetro externo (*Outer Diameter* “OD”) (in).
- Diámetro interno (*Inner Diameter* “ID”) (in).
- Diámetro de adaptación (según requiera) (in).
- Longitud de herramienta (m).

3.1.4 Propiedades de los fluidos (*Fluid Properties*). Esta sección hace énfasis en el fluido de perforación que se ha usado bien sea para toda la perforación o para cada sección de la perforación. En este módulo se deben tener muy claras las características del fluido de perforación a ingresar ya que después de guardadas, no hay forma de editar esta información y es necesario crear otro fluido de perforación si se necesita cambiar cierta variable. Los parámetros que se ingresan para el fluido de perforación son:

- Fluido base del fluido de perforación (Agua, aceite o sintético)
- Densidad del fluido de perforación (*Mud Weight* “MW”) (g/cm³).

- Resultados de medición de viscosidad de fluidos de perforación (0600, 0300, 0200, 0100, 06 y 03).
- Modelo reológico del fluido.

3.2 PROCESAMIENTO DE DATOS INGRESADOS

Para la interpretación de los datos ingresados en los módulos descritos anteriormente, no se cuenta con la formulación matemática que utiliza el Simulador Hidráulico OneSync, para lo cual es necesario analizar los diagramas de operación que emplea y las variables que se deben ingresar en estos. Los diferentes escenarios problema son:

- Pérdida total de fluido de perforación.
- Presencia de influjo y/o reventón.
- Derrumbes.
- Inestabilidad en el perfil de presiones al cambiar de condición dinámica a estática (Conexión de tubería).

3.2.1 Descripción de diagramas de flujo para escenarios problema. A continuación, se describen las principales variables que deben ser ingresadas en los diagramas de operación para los escenarios descritos anteriormente.

3.2.1.1 Pérdida total de fluido de perforación. En el caso de la pérdida total de fluido de perforación se ingresan valores como:

- Tiempo de análisis dependiente del requerimiento del operador (seg).
- Diferencia de flujo (gal/min).
- Actuador de autocontrol.
- Ganancia proporcional (gal/min).
- Mínimo incremento de presión en el *Stand Pipe* (psi).
- Mínimo valor de contrapresión (psi).
- Mínima presión anular permitida (psi).

El procedimiento del diagrama operativo para este escenario se explica a continuación:

- El diagrama operativo comienza en una fase de monitoreo. En esta fase de monitoreo el sistema realiza análisis de parámetros principales para este escenario, como es flujo de entrada y flujo de salida.

- La siguiente fase del sistema, es entrar en una fase de detección en la cual se establecen condiciones para tomar una oportuna reacción frente a un escenario de pérdida de circulación de fluido de perforación.
- Para la fase de detección los parámetros que se ingresan para una identificación eficaz y temprana del influjo son:
 - ✓ Tiempo de análisis (seg): Sí durante este tiempo (Seleccionado por la operadora) el sistema identifica constantemente que hay cambios en las variables de análisis, se puede afirmar que hay una pérdida de fluido de perforación hacia la formación.
 - ✓ Diferencia de flujo (gal/min): La diferencia de flujo es calculada por medio de la **Ecuación 1**. y es uno de los valores (Seleccionado por la operadora) a estudiar en el tiempo de análisis.

Ecuación 1 Diferencia de flujo.

$\text{Flujo de entrada} - \text{Flujo de salida} = \text{Diferencia de flujo}$

- Si durante el tiempo de análisis, se presenta una diferencia de flujo entrando y saliendo y una variación en los parámetros establecidos previamente, el sistema pasara a la siguiente fase. En el caso contrario, es decir que alguna de las dos variables (Tiempo de análisis o Diferencia de flujo) no sea igual a los valores establecidos previamente, el sistema regresara a su fase de monitoreo.
- La siguiente fase es el Autocontrol, en la cual solo hay una casilla para habilitar o deshabilitar esta acción. El autocontrol hace referencia a que el sistema ejecute automáticamente las medidas de corrección para el evento (Influjo) pero en el caso de que no se habilite la casilla de autocontrol, el sistema solo indica que se ha detectado un evento y el control lo ejecutara el operario. Si se habilita el autocontrol se puede dirigir a la siguiente fase del diagrama, en caso de que no sea así, el sistema vuelve a la fase de monitoreo.
- La siguiente fase es el Control, en el caso de que se haya habilitado la opción de autocontrol en la fase anterior, el Control que ejecuta por si solo el sistema es determinado por dos parámetros, los cuales son:
 - ✓ Ganancia proporcional (gal/min): Luego de identificar la pérdida el sistema empieza a abrir el choke y liberar contrapresión hasta igualar el flujo de entrada con el flujo de salida. Teniendo claro lo anterior el valor que se establece para la ganancia proporcional (Seleccionado por la operadora) no es un valor exacto, sino un rango el cual la ganancia de fluido no puede superar.
 - ✓ Mínima presión permitida en el *Stand Pipe* (psi): Es la mínima presión que se permite en el *Stand Pipe* (Seleccionado por la operadora).

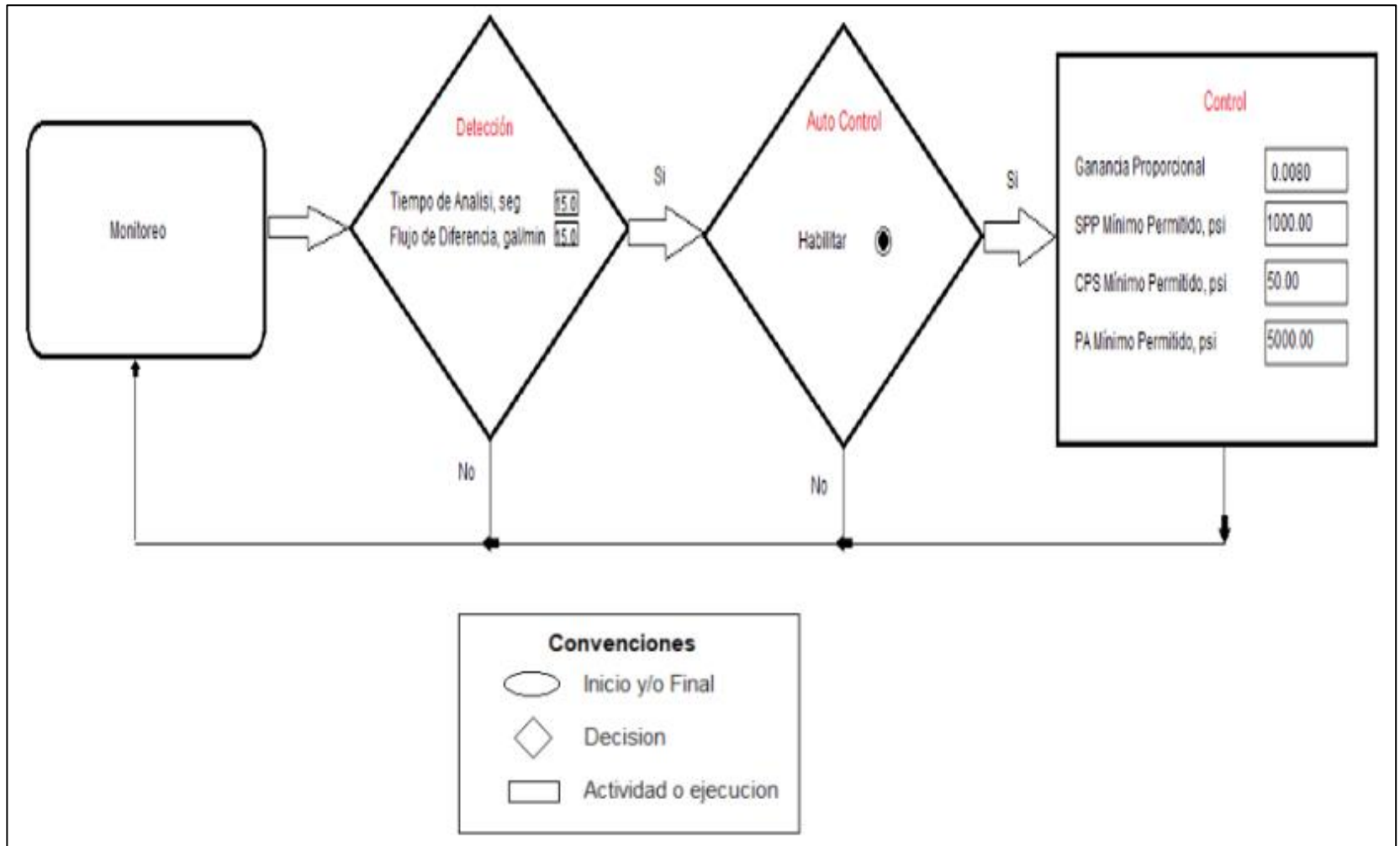
- ✓ Mínima contrapresión permitida (psi): Es la mínima contrapresión que se permite tener en el sistema sin que esa reducción afecte las condiciones que se traían previamente.
- ✓ Mínima presión permitida en el espacio anular (psi): Es la mínima presión que se permite tener en el espacio anular.

Luego de que el sistema ha ejercido control sobre este escenario, el perfil de presión de flujo de entrada y flujo de salida deben reflejar el mismo valor, indicando que el mismo volumen de fluido de perforación que entra al pozo, es el mismo volumen que sale.

Para que el sistema pueda ejercer control, es necesario que antes de que el evento se presente se tenga contrapresión en el equipo, esto como medida preventiva, lo cual permitirá mitigar el evento.

En la **Figura 35** se identifica el diagrama operativo para escenario de pérdida total de fluido de perforación.

Figura 34. Diagrama operativo para escenario de pérdida total de fluido de perforación.



Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

3.2.1.2 Presencia de influjo y/o reventón. En el caso de la presencia de un influjo y/o reventón en el pozo, los parámetros son:

- Tiempo de análisis (seg).
- Diferencia de flujo (gal/min).
- Mínimo incremento de presión en el *Stand Pipe* (psi).
- Actuador de autocontrol.
- Tiempo de reacción (seg).
- Rango de diferencia de flujo (gal/min).
- Factor de seguridad (Dependiente de la ventana de fluido de perforación) (gal/min).
- Rango de presión de tolerancia (psi).
- Ganancia proporcional.

La explicación detallada del diagrama operativo para este escenario se explica a continuación:

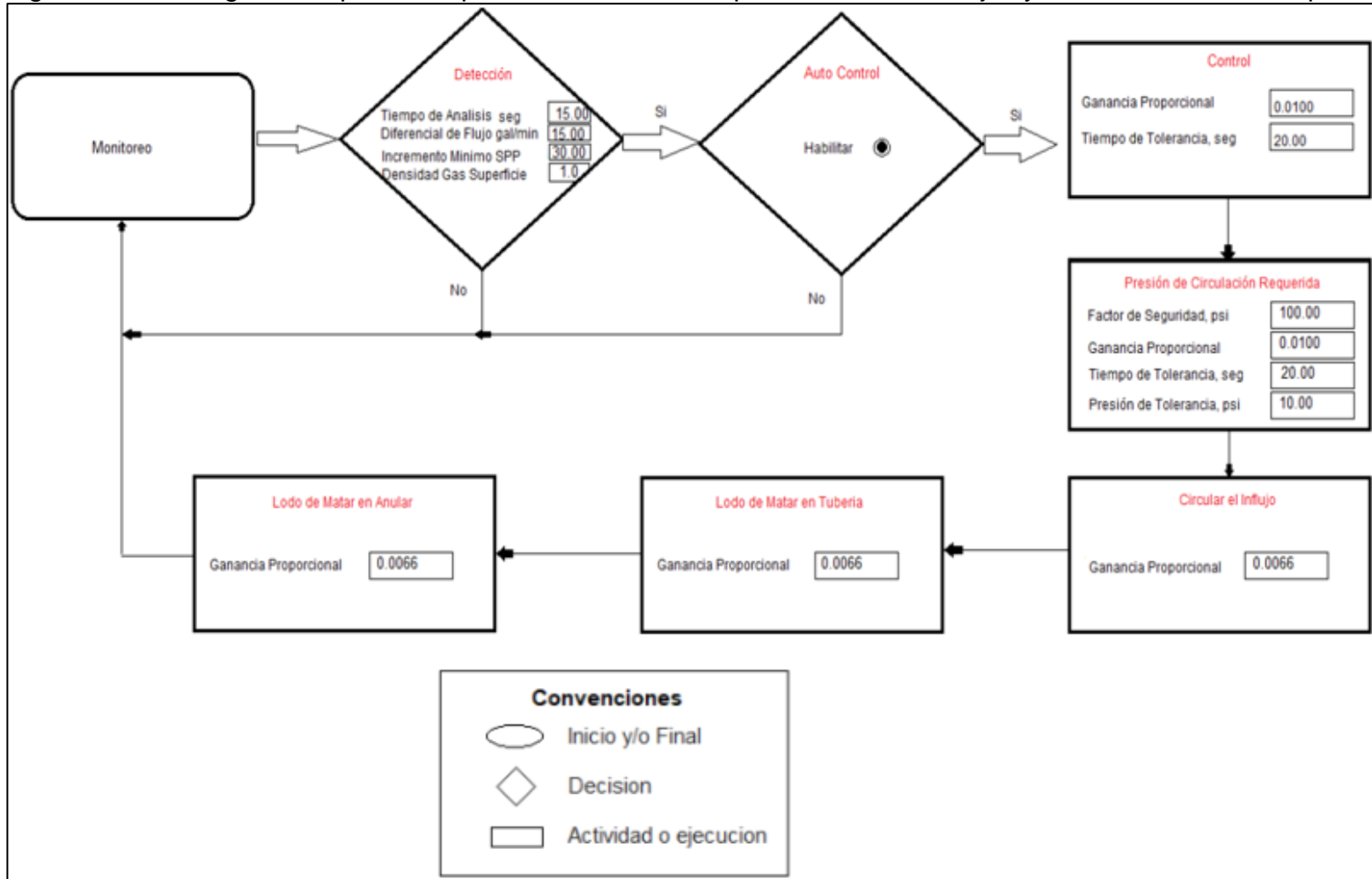
- El diagrama comienza en una fase de monitoreo. Este monitoreo hace referencia a los parámetros principales para este escenario, como es flujo de entrada, flujo de salida, densidad de fluido de perforación, entre otros.
- La siguiente fase del sistema, es entrar en una fase de detección en la cual se establecen condiciones para tomar una oportuna reacción frente a un escenario de influjo.
- Para la fase de detección los parámetros que se ingresan para una identificación eficaz y temprana del influjo son:
 - ✓ Tiempo de análisis (seg): Sí durante este tiempo (Seleccionado por la operadora) el sistema identifica constantemente que hay cambios en las variables de análisis, puede afirmar que hay un influjo.
 - ✓ Diferencia de flujo (gal/min): La diferencia de flujo es calculada por medio de la **Ecuación 1** y es uno de los valores (Seleccionado por la operadora) a estudiar en el tiempo de análisis.
 - ✓ Incremento mínimo de presión en el *Stand Pipe*: Es el mínimo incremento de presión que se ve reflejado en el *Stand Pipe* ya que es un claro reflejo de la presencia de un influjo.
 - ✓ Densidad de gas de superficie: Para efectos de este trabajo, no es necesario modificar esta variable, si no que se deja el valor que el simulador indica por defecto.

- Si durante el tiempo de análisis, la diferencia de flujo y el incremento mínimo de presión en el *Stand Pipe* son iguales o superiores a los valores establecidos previamente, el sistema pasara a la siguiente fase. En el caso contrario, es decir que alguna de las dos variables (Tiempo de análisis, Diferencia de flujo o Incremento mínimo de presión en el *Stand Pipe*) no sea igual o superior a los valores establecidos previamente, el sistema regresara a su fase de monitoreo.
- La siguiente fase es el Autocontrol, en la cual solo hay una casilla para habilitar o deshabilitar esta acción. El autocontrol hace referencia a que el sistema ejecute automáticamente las medidas de corrección para el evento (Influjo) pero en el caso de que no se habilite la casilla de autocontrol, el sistema solo indica que se ha detectado un evento y el control lo ejecutara el operario. Si se habilita el autocontrol se puede dirigir a la siguiente fase del diagrama, en caso de que no sea así, el sistema vuelve a la fase de monitoreo y el control será totalmente ejecutado por el operador.
- La siguiente fase es el Control, en el caso de que se haya habilitado la opción de autocontrol en la fase anterior, el Control que ejecuta por si solo el sistema es determinado por dos parámetros, los cuales son:
 - ✓ Ganancia proporcional (gal/min): Este valor hace referencia a la diferencia máxima entre flujo entrando y saliendo que se puede tener durante el procedimiento.
 - ✓ Tiempo de tolerancia (seg): Es el tiempo (Seleccionado por la operadora) en el cual el sistema debe ejercer el control, es decir el tiempo el cual debe accionar el Choke hidráulico para igualar el flujo de entrada con el flujo de salida, sin que la diferencia (Ganancia proporcional) sea mayor al valor establecido anteriormente.
- Después de que se ejerce el control, la siguiente fase es la Presión de circulación alcanzada. Una vez el flujo de entrada es igual o superior al flujo de salida (Según se ha establecido en la ganancia proporcional), el sistema sigue aplicando contrapresión y se ingresan los parámetros para esta fase. Esta fase se compone por 4 parámetros los cuales son:
 - ✓ Factor de seguridad (psi): Este parámetro es dependiente de la ventana de fluido de perforación que se esté manejando y de cada operador, ya que sí el influjo se ha controlado con cierto valor de contrapresión, ya depende del operador con cuanta presión adicional desea controlar el sistema.
 - ✓ Ganancia proporcional (gal/min): De igual manera que en la fase de Control, este es un parámetro que se interpreta como un rango en el cual debe estar la presión, y se recomienda que no sea superior a la establecida anteriormente.
 - ✓ Tiempo de tolerancia (seg): Se comporta igual que en la fase de Control, es el tiempo en el cual debe reaccionar.

- ✓ Presión de tolerancia (psi): Es la presión a la que el sistema tendera a llegar aplicando contrapresión para ejercer el control. Es necesario saber que es muy baja la probabilidad de llegar exactamente a este valor, si no que se estará por encima o por debajo (Ganancia proporcional).
- La siguiente fase es Salida del influjo, en la cual se establecen parámetros para circular el influjo fuera del pozo. Solamente es necesario indicar el valor de un solo factor el cual es Ganancia proporcional (gal/min), el cual se recomienda que sea menor al que se ha establecido anteriormente con el fin de circular bajo balance.
- La siguiente fase es Lodo de matar por tubería, para la cual solo es necesario establecer la Ganancia proporcional (gal/min) que debe ser igual al establecido en la anterior fase, ya que esto solo sirve como una recomendación. Es elección del operador si desea expresar la ganancia de presión después del evento de influjo en densidad y adicinarla al lodo (densificar el lodo) para así liberar el sistema de control o si desea continuar perforando con presión en cabeza y que el sistema mantenga el control con el rango de ganancia que se estableció. En caso de que el operador decida que desea densificar el lodo, el valor de Ganancia proporcional es usado para que el sistema sepa cuál es el rango que debe mantener mientras el lodo se encuentra dentro de la tubería.
- Para la siguiente fase es Lodo de matar por anular, De igual manera que en la fase anterior solo se modifica el valor de Ganancia proporcional, y este indica el rango que se debe mantener mientras el lodo de matar va a circular en el espacio anular.

En la **Figura 36** Se identifica el diagrama operativo para escenario de presencia de influjo y/o reventón en el pozo.

Figura 356. Diagrama operativo para escenario de presencia de influjo y/o reventón en el pozo.



Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

3.2.1.3 Conexión de tubería. Se describe como un evento en que se requiere mantener una presión de fondo constante, así que el equipo tiene la habilidad de compensar la presión generada por fricción que disminuye con contrapresión, lo cual un término más sencillo, es el paso de una condición dinámica a una condición estática.

Para un exacto control, el sistema se maneja en modo de control anular, manteniendo constante la presión anular, en este caso a medida que se empieza a perder la condición dinámica el sistema reemplaza automáticamente la presión por fricción de fondo perdida con contrapresión anular, manteniendo de esta manera la presión de fondo constante. Para facilitar este control adicionalmente se cuenta con una herramienta conocida como “*Ramp Table*” que permite mediante la construcción de una tabla de reducción de caudal de bomba vs contrapresión, tener un control con mayor exactitud y menos picos de presión.

La **Tabla 1** muestra un ejemplo de la contrapresión que se debe aplicar el sistema según el caudal que maneje las bombas en uso (Tabla de guía, no es asociada a ningún pozo).

Tabla 1 Caudal vs contrapresión

Caudal (gal/min)	Contrapresión (psi)
450	30
400	90
350	150
300	210
250	270
200	330
150	390
100	450
50	510
0	570

Fuente: Realizado por autores.

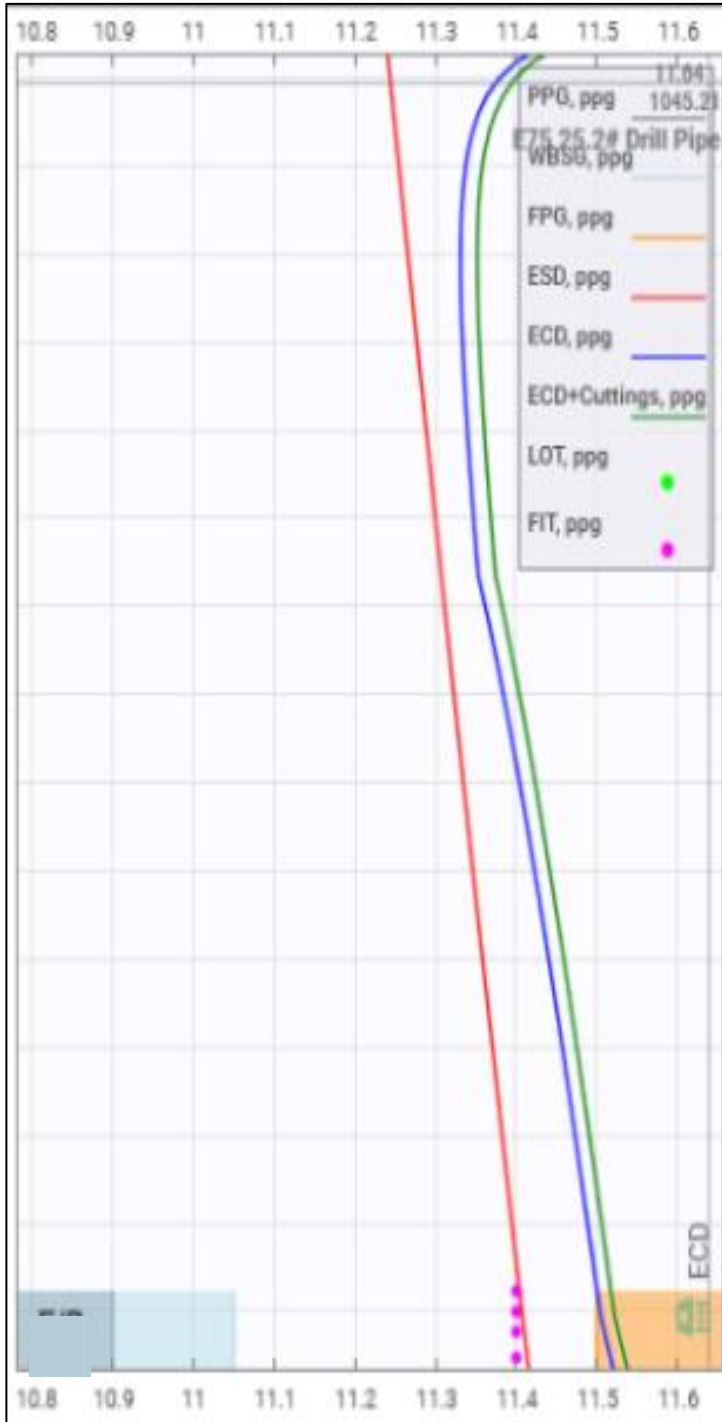
3.3 RESULTADOS OBTENIDOS DE SIMULACIONES EN ONESYNC

El simulador hidráulico OneSync se utiliza con el objetivo de identificar y reaccionar oportunamente frente a escenarios problema durante la perforación del Pozo A1. Para efectos de este trabajo y por experiencia en la anterior campaña de perforación los escenarios problema que predominan y afectan en gran manera el aumento de Tiempos No Productivos (NPT) son:

- Integridad mecánica o estabilidad de pozo.
- Probabilidad de influjo.
- Perdida de fluido de perforación.
- Inestabilidad en el perfil de presiones al cambiar de condición dinámica a estática (Conexión de tubería).

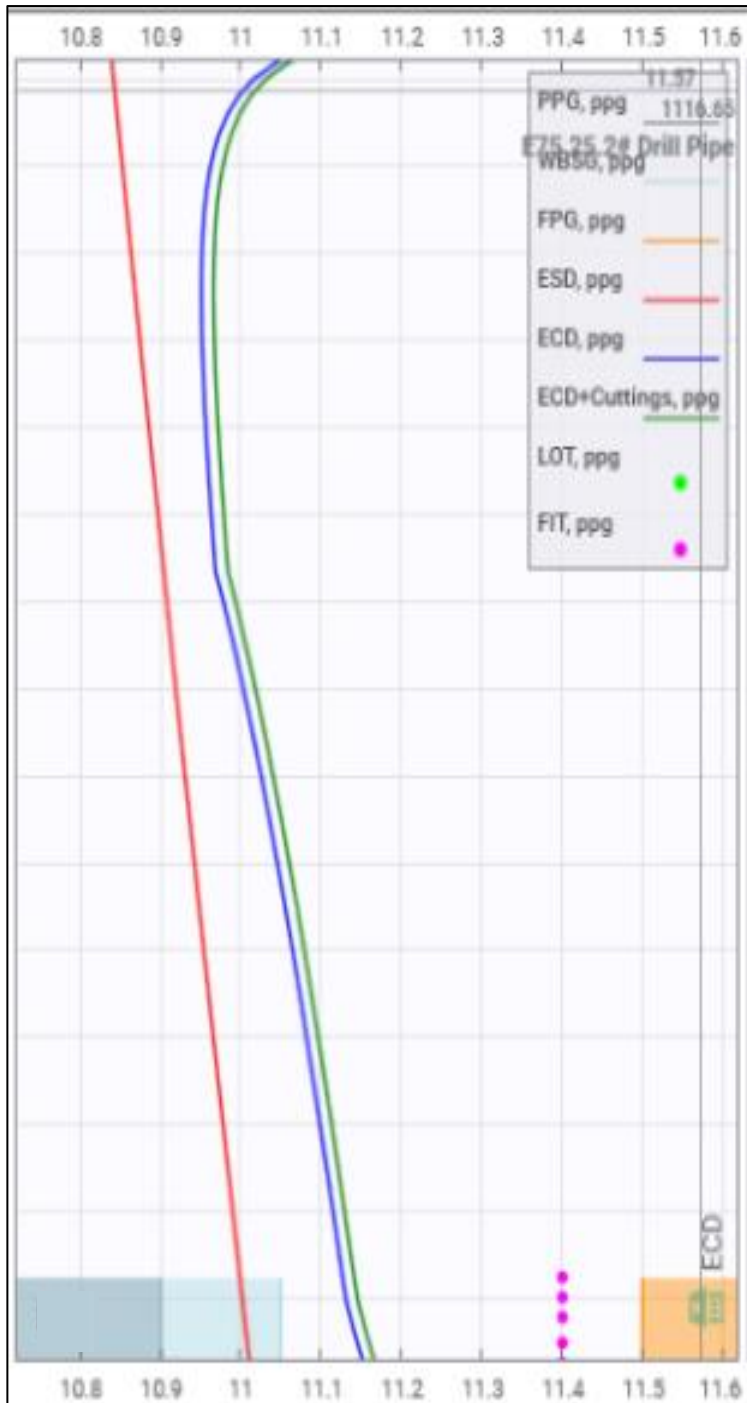
Los resultados según el simulador hidráulico OneSync para el Pozo A1 en escenarios como pérdidas de fluido de perforación a una profundidad aproximada de 5200 metros (**Figura 37.**), probabilidad de derrumbes de formación o influjos a una profundidad aproximada entre 4700 a 5000 metros (**Figura 38.**) se pueden apreciar a continuación. Teniendo en cuenta que la explicación se encuentra en el capítulo de análisis.

Figura 367. Muestra gráfica de probabilidad de fractura de formación (Pérdida de fluido de perforación).



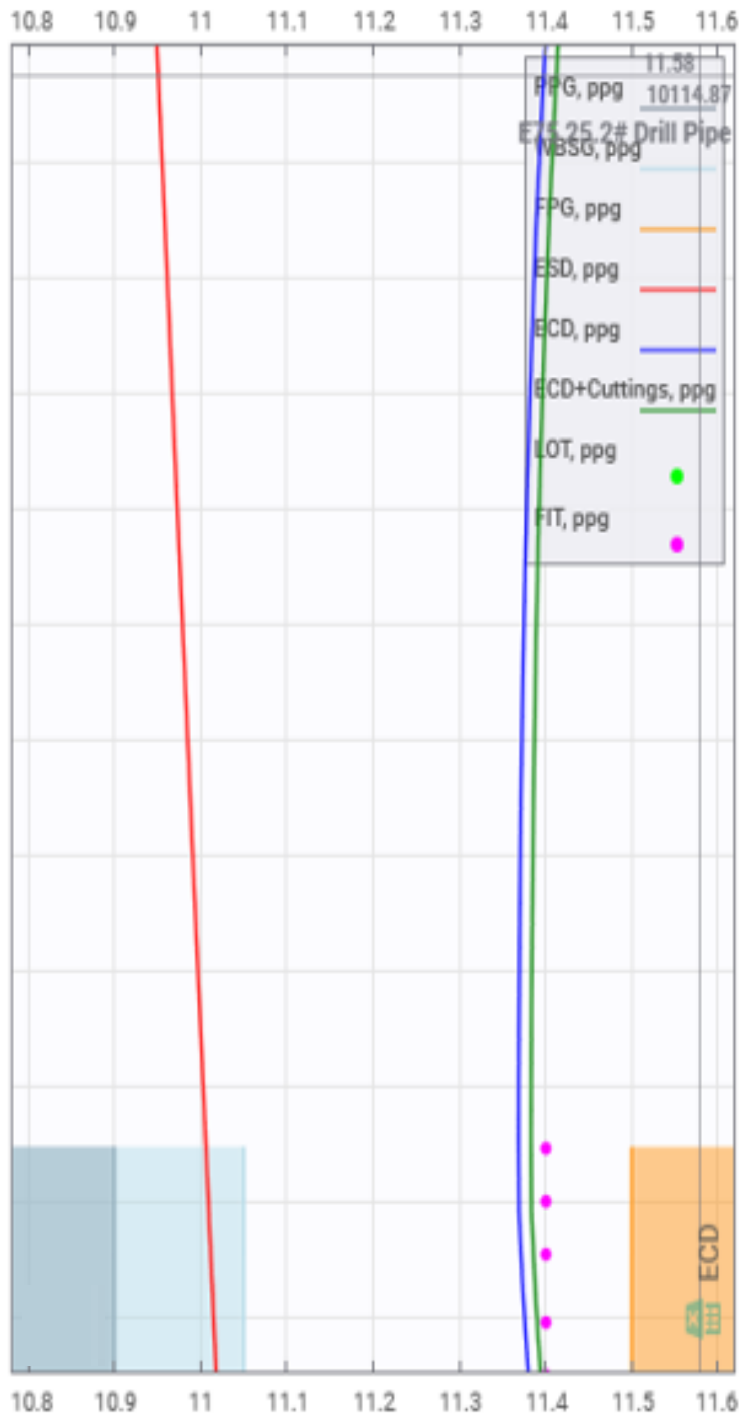
Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

Figura 378. Muestra gráfica de probabilidad de derrumbe de formación.




Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

Figura 389. Muestra gráfica de perforación con MPD.




Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

Para facilidad de la comprensión de las gráficas presentadas anteriormente, se explica la representación de cada zona a continuación.

 Límite de presión de Poro.

 Límite de presión para derrumbe.

 Límite de presión de fractura.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE SIMULACIONES EN ONESYNC

En el siguiente capítulo se realiza el análisis de los resultados obtenidos por el simulador hidráulico OneSync para los casos específicos nombrados en el capítulo anterior.

4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA UN CASO DE INTEGRIDAD DEL POZO O INFLUJO

Según se mostró en la **Figura 38**, se observan 3 zonas las cuales indican la presión de poro (10.9 ppg), presión de derrumbe (11.05 ppg) y presión de fractura (11.5 ppg), de igual manera perfiles de presión relacionados con la densidad equivalente en estado estático (11.1 ppg), densidad equivalente en estado de dinámico (11.15 ppg) y la densidad equivalente en estado de dinámico con cortes (11.17 ppg). De esta manera es posible evidenciar el comportamiento del fluido de perforación según la zona de análisis.

Lo anterior permite analizar para este caso específico, que una vez la circulación del fluido de perforación disminuye debido a la reducción de los Strokes de las bombas con el objetivo de realizar conexión de tubería, la curva que representa la densidad equivalente en estado estático (Roja) entra en la zona de colapso (Limite de la presión de derrumbe), indicando la probabilidad de una inestabilidad en el pozo, es decir, la alteración de la integridad mecánica del mismo.

En caso de que se presente este escenario en una formación que almacene fluido o gas, es posible que se genere un influjo ya que la presión hidrostática que ejerce el fluido de perforación no es suficiente para mantener los fluidos dentro de la misma.

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA UN CASO DE FRACTURA DE FORMACIÓN O PÉRDIDA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

Según se mostró en la **Figura 37**, se observan tres zonas (Presión de poro, derrumbe y fractura) las cuales indican la presión de poro (10.9 ppg), presión de derrumbe (11.05 ppg) y presión de fractura (11.5 ppg), a una profundidad de 3300 m aproximadamente en la Formación Pajuil. De igual manera perfiles de presión relacionados con la densidad equivalente en estado estático (11.4 ppg), densidad equivalente en estado de circulación (11.5 ppg) y la densidad equivalente en estado de circulación con cortes (11.52 ppg).

Lo anterior permite analizar para este caso específico, que una vez la circulación del fluido de perforación incrementa debido al aumento de los Strokes de las bombas con el objetivo comenzar o continuar la perforación de cierta zona, la curva

que representa la densidad equivalente de circulación con cortes (Verde) entra en la zona de fractura (Limite de presión de fractura), indicando la probabilidad de fracturar la formación que se está perforando, por ende, se genera pérdida del fluido de perforación cuando sobrepasa 11.52 ppg a una profundidad de 3300 m aproximadamente.

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA UNA CONEXIÓN DE TUBERIA

Según se muestra en la **Tabla 2**, esta se compone por dos columnas las cuales son el caudal (gal/min) y la contrapresión (psi). Por medio de esta tabla se interpreta como el sistema expresa en términos de presión, el galonaje que es bombeado desde superficie; es decir que a medida que se disminuye la circulación del fluido de perforación con el objetivo de realizar una conexión de tubería, la presión de fricción que ejerce el fluido de perforación en su circulación se reduce, y necesita ser sustituida por otro factor, que en este caso es la contrapresión.

Tabla 2. Contrapresión requerida para valores de caudal.

Flow, gal/min	SBP, psi
250.00	60.00
240.00	80.00
230.00	100.00
220.00	120.00
210.00	140.00
200.00	160.00
190.00	180.00
180.00	200.00
170.00	220.00
160.00	240.00
150.00	260.00
140.00	280.00
130.00	300.00
120.00	320.00
110.00	340.00
100.00	360.00
90.00	380.00
80.00	400.00
70.00	420.00
60.00	440.00
50.00	460.00
40.00	480.00
30.00	500.00
20.00	520.00
10.00	540.00
0.00	560.00

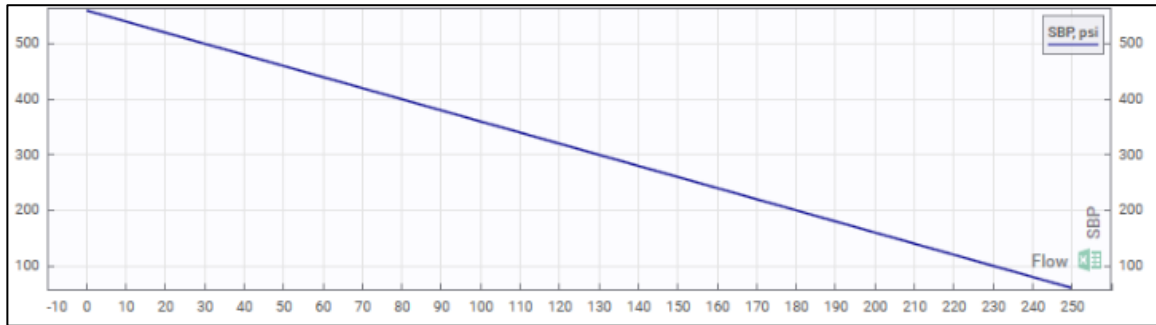
Fuente: Weatherford.
 Simulador hidráulico
 OneSync. Modificado por
 autores.

El valor de contrapresión que se muestra adyacente a cada valor de caudal es el requerido para sustituir la presión de fricción que disminuye a causa de la reducción de circulación del fluido de perforación.

Es posible identificar en la **Gráfica 1** como se representan los valores mostrados en la **Tabla 2**, los cuales representan el valor de contrapresión que es necesario aplicar

para sustituir la presión de fricción que disminuye al pasar de una condición dinámica a una condición estática (conexión de tubería).

Gráfica 1. Caudal vs Contrapresión.



Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE POZO K1

El Pozo K1 fue perforado convencionalmente, lo cual para efectos de este trabajo comprende que el aumento en la densidad del fluido de perforación era la solución más viable frente a los problemas que se han mencionado anteriormente en este capítulo.

A continuación, se muestra los resultados de tiempos no productivos en el Pozo K1.

Tabla 3. Resumen de resultados de Tiempos No Productivos en el Pozo K1.

POZO K1	
Problema Especifico	Horas (aprox)
Control de pozo	129
Pérdidas de fluido de perforación	436
Inestabilidad de pozo	337
Ajuste de densidad de fluido de perforación	30
Otros	203
TOTAL	1135

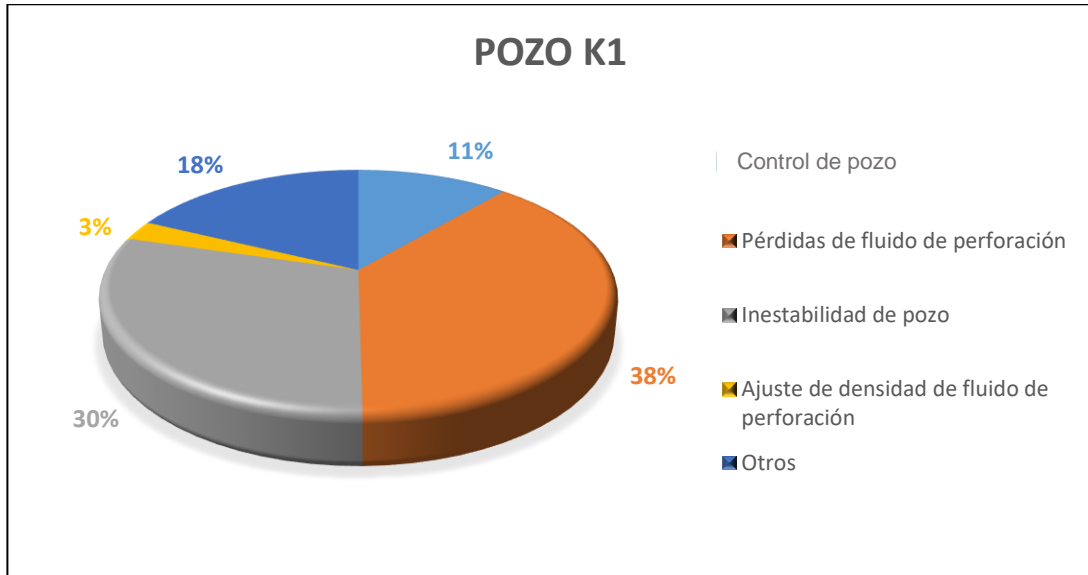
Fuente: Blade Energy Partners. MPD Feasibility.:2017.

En la **Tabla 3** se mostró el total de horas utilizadas en la operación para la detección y solución de los escenarios problema presentados en el Pozo K1, como Control de pozo, Pérdidas de fluido de perforación, Inestabilidad de pozo, Ajuste de densidad de fluido de perforación y otros. Es necesario tener en cuenta que cuando se habla de otros problemas presentados son aquellos asociados a embalamiento, y migración de gas de formación, que para efecto de este trabajo no se estudian con detalle ni se plantea técnica de perforación con presión controlada para su eliminación.

El resultado más importante a observar en la **Tabla 3** es el tiempo total (1135 horas) que emplea la operadora cuando los escenarios problema se presentan, ya que en total NPT, son de aproximadamente 110 días.

A continuación, la **Gráfica 2** se puede evidenciar que la causa de los NPT más importante en el Pozo K1 son las pérdidas de fluido de perforación (38%) seguido de la inestabilidad de pozo (30%).

Gráfica 2. Tiempos no productivos por escenarios problema en Pozo K1.



Fuente: Blade Energy Partners. MPD Feasibility.:2017.

4.5 PRONÓSTICO DE RESULTADOS PARA POZO A1

Para el pronóstico de los resultados del Pozo A1 es necesario la eficiencia de reducción de NPT con la implementación de la técnica de perforación con presión controlada.

La eficiencia se plantea como el porcentaje de reducción al tiempo planteado en la perforación de un pozo; teniendo en cuenta que este tiempo de perforación incluye todos los imprevistos en los cuales debió ser detenida la perforación. Para la determinación de este rango de eficiencia es necesario tener datos como:

- Tiempo total “Ttotal” de perforación de pozo sin MPD es decir con la técnica convencional (Días).
- Tiempos no productivos “NPT” asociados a problemas específicos (Control de pozo, densificación de fluido, pérdidas totales de fluido de perforación, entre otros) (Días)

La **Ecuación 2** y la **Ecuación 3** son utilizadas para la determinación del rango de eficiencia.

Ecuación 2. Tiempo de reducción.

$$T_{total} - NPT = Testimado$$

Fuente: Weatherford. Generalidades de la perforación con presión controlada.: Bogotá, Colombia: 2017.

Como resultado de la **ecuación 2** se obtiene el Tiempos estimado “Testimado” el cual representa el tiempo aproximado en el que se perfora el pozo.

Ecuación 3. Eficiencia.

$$\left(1 - \frac{Testimado}{T_{total}}\right) * 100 = Eficiencia$$

Fuente: Weatherford. Generalidades de la perforación con presión controlada.: Bogotá, Colombia: 2017.

La **ecuación 3** re relación con la técnica de perforación con presión controlada se resume en la reducción de los tiempos no productivos que se presentaron con anterioridad en una perforación de manera convencional de un pozo, que para efectos de este trabajo es el Pozo K1.

En la **Tabla 4** se muestra el tiempo total de perforación del Pozo K1, el total de tiempos no productivos y el rango de eficiencia en reducción de los tiempos no productivos para el Pozo A1.

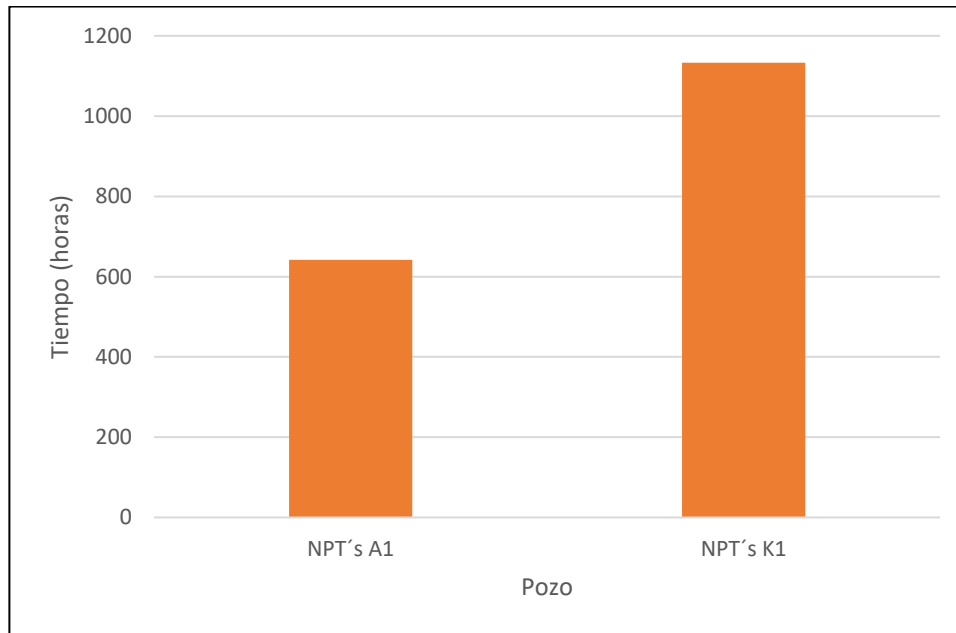
Tabla 4. Eficiencia pronosticada para el Pozo A1.

Tiempo total de perforación Pozo K1 (Días)	200
NPT totales Pozo K1 (Días)	110
Tiempo estimado para Pozo A1 (Días)	90
Eficiencia (%)	55

Fuente: Weatherford. Generalidades de la perforación con presión controlada.: Bogotá, Colombia: 2017.

La eficiencia de la **Tabla 4** refleja como la implementación de la técnica de perforación con presión controlada no solo interviene en un problema en específico si no que afecta como tal toda la perforación en general.

Gráfica 3. Eficiencia pronosticada de reducción de NPT.



Fuente: Blade Energy Partners. MPD Feasibility.:2017. Modificado por autores.

Aplicando la eficiencia y con base en resultados anteriores de la implementación de la técnica de perforación con presión controlada se pueden ver los resultados en la **Tabla 5** para los mismos escenarios problemas presentados en el Pozo K1 en un pronóstico para el Pozo A1. La **grafica 3** indica que la perforación del Pozo A1 tendrá un tiempo no productivo menor en comparación con el tiempo no productivo presentado en el Pozo K1.

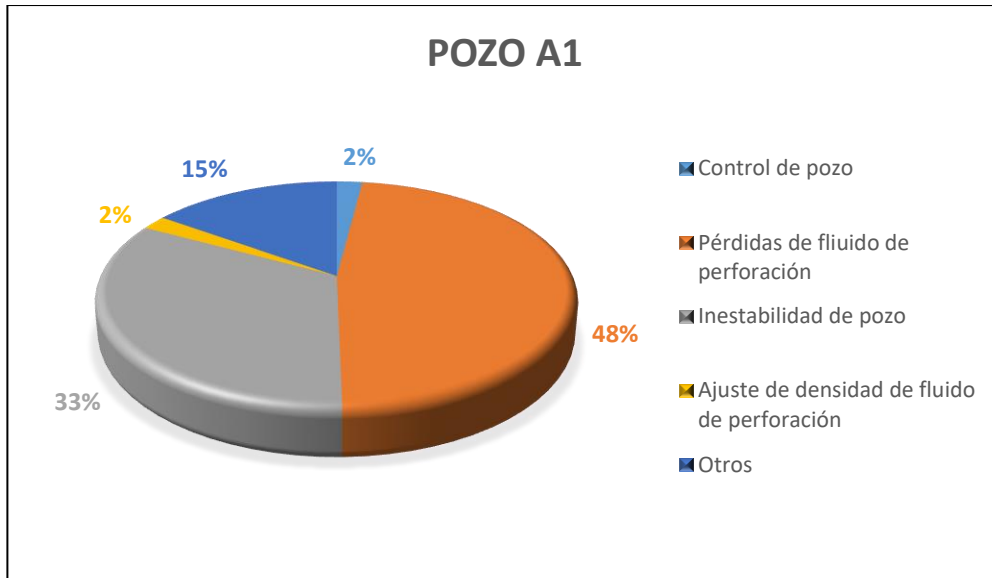
Tabla 5. Pronóstico de resultados para Pozo A1.

POZO A1	
Problema Específico	Horas (aprox)
Control de pozo	13
Pérdidas de fluido de perforación	306
Inestabilidad de pozo	213
Ajuste de densidad de fluido de perforación	13
Otros	97
TOTAL	642

Fuente: Blade Energy Partners. MPD Feasibility.:2017. Modificado por autores.

Por medio del pronóstico de resultados que se estima para el Pozo A1, la **Gráfica 4** permite evidenciar que la causa de los NPT para el pronóstico del Pozo A1 siguen siendo las pérdidas de fluido de perforación y la inestabilidad de pozo, con la gran diferencia que la relación de tiempo total de NPT es mucho menor.

Gráfica 4. Pronóstico de reducción de tiempos no productivos para el Pozo A1.

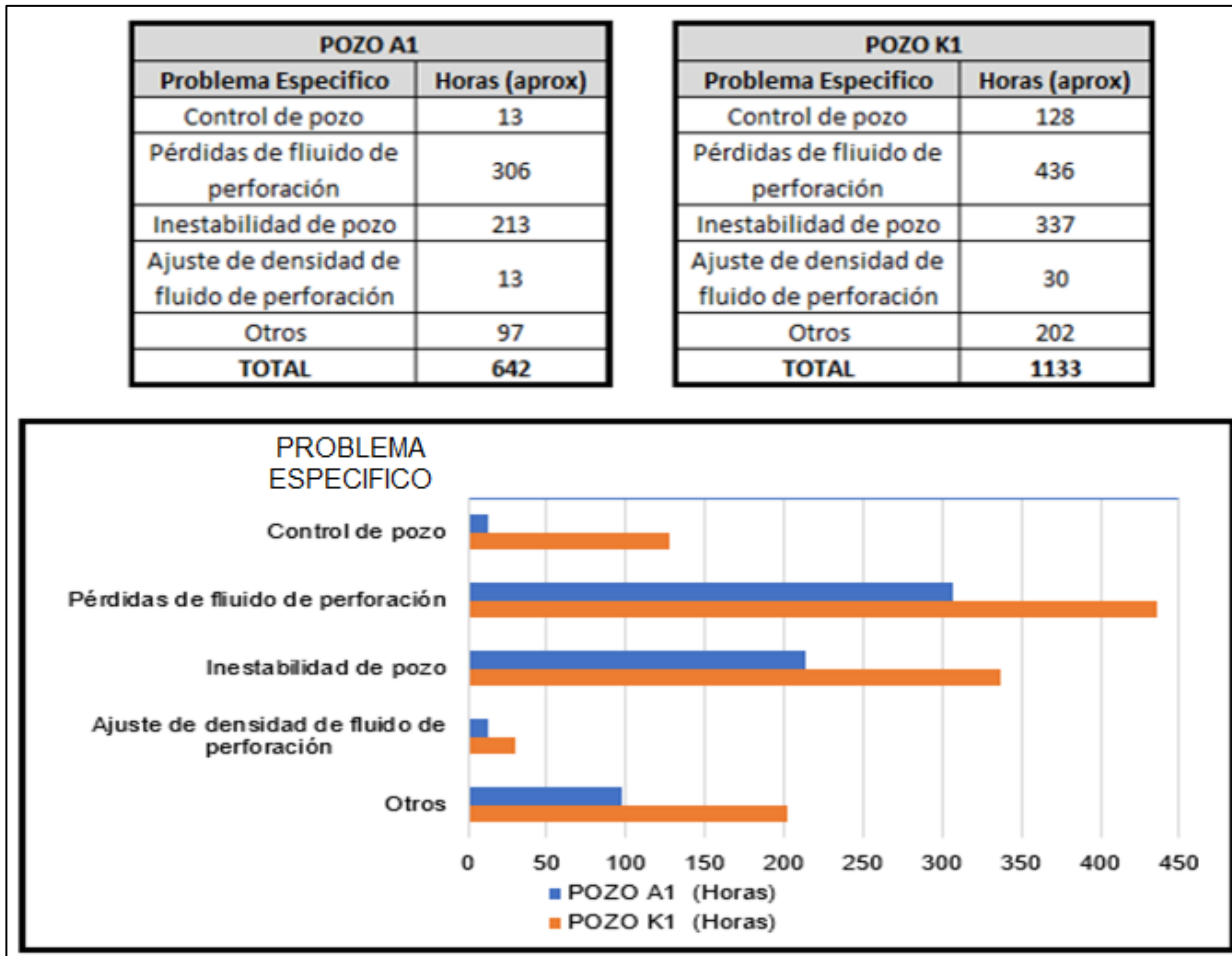


Fuente: Blade Energy Partners. MPD Feasibility.:2017. Modificado por autores.

Se evidencia como las pérdidas de fluido de perforación (48%) y la inestabilidad de pozo (33%) son el problema con mayor frecuencia en la perforación del pozo. No obstante, los NPT que se pronostican para la operación tienen una reducción aproximada del 55%, es decir 642 horas.

La **Figura 40** permite identificar como la implementación de la técnica de perforación con presión controlada, no elimina la presencia de los problemas ya presentados durante la perforación, pero si ejerce una reducción y control de mayor eficiencia frente a estos.

Figura 39. Comparación de Tiempos No Productivos entre Pozo A1 y Pozo K1.



Fuente: Blade Energy Partners. MPD Feasibility.:2017

5. PLANTEAMIENTO DE SELECCIÓN DE TÉCNICAS DE PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA PARA ESCENARIOS PROBLEMA

En el siguiente capítulo se presentan los tres problemas que se presentaron con mayor frecuencia durante la perforación del Pozo K1 y el pronóstico del Pozo A1; y que se pronostican mitigar y eliminar con las aplicaciones de la técnica de perforación con presión controlada descritas anteriormente.

5.1 PLANTEAMIENTO PARA UN ESCENARIO DE PÉRDIDA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

Para eventos con respecto a las pérdidas del fluido de perforación no existe una aplicación específica hasta que las pérdidas lleguen a un punto en que son pérdidas totales de fluido de circulación. La solución que se plantea para mitigar y posteriormente eliminar este evento convencionalmente es el bombeo de píldoras de control de pérdidas para sellar las zonas por las cuales el fluido se pierde, pero esto solo es posible luego de identificar la pérdida en superficie (tanques), es decir luego de que el operador logro identificar la pérdida visualmente.

Para escenarios de pérdida parcial o total de fluido de perforación se plantea la implementación de Detección temprana de patada o pérdida (*Early Kick and Loss Detection*) con el fin de realizar una detección temprana de pérdida de fluido de perforación de hasta 15 gal/min, y así tomar una acción temprana para este problema.

Para un escenario de pérdida total de fluido de perforación, se plantea que después de la detección oportuna de existencia de pérdida, se implemente la perforación de tapón de fluido de perforación (Mud Cap Drilling). Esta aplica para escenarios como cavernas en las cuales se pronostica que la pérdida de fluido es total.

Con el respaldo de registros como el Caliper el cual proporciona un aproximado del diámetro del hueco, y la desviación que se presente en algún momento; como sucede en el caso de una caverna, ya que el registro indica la desviación que se presenta frente al diámetro del hueco, el cual está determinado por el diámetro de la broca que fue utilizada para su elaboración.

Con la implementación de la perforación de tapón de fluido de perforación, se logra bombear un fluido de sacrificio (Agua de mar) con el fin de llenar la caverna sin perder el fluido de perforación. Una vez llena la caverna con el fluido de sacrificio es posible continuar con la perforación. Existe gran probabilidad de que a medida que avanza la perforación, haya otra caverna y sea necesario implementar de nuevo

esta aplicación, por esto es necesario mantener un monitoreo con Detección temprana de patada o pérdida (*Early Kick and Loss Detection*).

5.2 PLANTEAMIENTO PARA UN ESCENARIO DE INESTABILIDAD DE POZO

Para una perforación costa afuera como es el caso de la ubicación del Pozo A1, la ventana de fluido de perforación es notablemente estrecha (10.9ppg – 11.5ppg) como se aprecia en la **Figura 38**, dando al operador un rango de densidad extremadamente limitado (0.6ppg), ya que si se excede cierta presión, fracturara la formación pero si se disminuye la densidad del fluido de perforación para evitar la fractura, es posible ocasionar derrumbes de formación o influjo en el caso de que la formación almacene fluidos que superen la presión que el fluido de perforación ejerce.

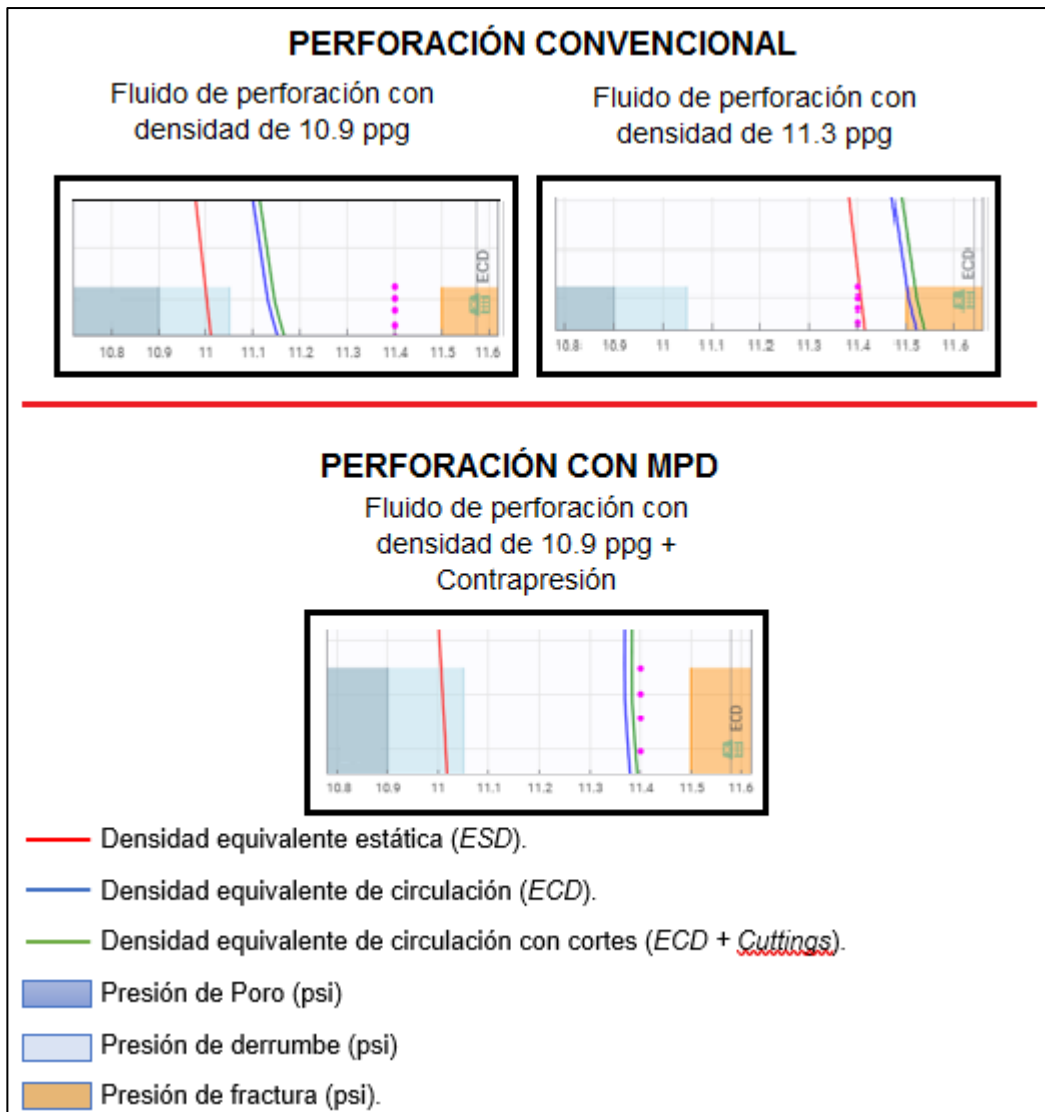
En estos casos convencionalmente la única solución, es aumentar o disminuir la densidad del fluido de perforación sin provocar ninguno de los dos escenarios (Fractura o derrumbe) aunque esto genere el aumento de tiempos no productivos, así mismo el de costos de la operación sin tener control en esta.

A causa de esto se plantea la siguiente alternativa de implementación de aplicaciones de la técnica de perforación con presión controlada.

La Presión constante en el fondo de pozo (*Constant Bottom Hole Pressure*) permite al operador tener cierta densidad de fluido de perforación que expresada en presión (Gradiente equivalente estático) es mayor a la presión de poro, pero menor a la presión que indica derrumbe de la formación, y al mismo tiempo aplicar contrapresión con el objetivo de que la ventana de fluido de perforación sea un poco más amplia entre el gradiente equivalente estático y el gradiente equivalente de circulación con cortes.

La **Figura 41** permite identificar como el comportamiento del fluido de perforación pasando de una condición estática a una condición dinámica amplía su rango de operación aplicando contrapresión, sin la necesidad de cambiar la densidad del fluido de perforación, lo cual es una característica de la técnica de perforación con presión contrala.

Figura 401. Comparación entre convencional y aplicación de MPD para inestabilidad de pozo.



Fuente: Weatherford. Simulador hidráulico OneSync. Modificado por autores.

5.3 PLANTEAMIENTO PARA UN ESCENARIO DE CONTROL DE POZO

En el momento en el que sistema detecta aporte de volumen en superficie (tanques) el operador interpreta que se encuentra en un escenario de control de pozo, ya que la formación está aportando fluidos. Para el manejo y eliminación de este influjo, el operador tiene la opción de implementar el método del perforador (**ANEXO A**), el método de esperar y densificar (**ANEXO B**) o el método concurrente (**ANEXO C**).

Para realizar el control de pozo por medio de aplicaciones de la técnica de perforación con presión controlada, se plantea tener un modo de detección con alta sensibilidad como lo es la Detección temprana de patadas o pérdidas (*Early Kick and Loss Detection*), con el fin de identificar el influjo con tiempo suficiente para ejercer una acción frente al evento y no cuando se encuentre cercano a superficie.

En el momento en que es identificado el influjo, es conveniente la implementación de Presión constante en el fondo de pozo (*Constant Bottom Hole Pressure*) con el objetivo de adicionar contrapresión para retirar el influjo del pozo por el espacio anular. La contrapresión necesaria para mover el influjo fuera del pozo queda acumulada en el sistema, y ya es decisión del operador si desea continuar con la perforación con esa contrapresión en el sistema o si desea expresar la contrapresión en densidad para adicionársela al fluido de perforación y así tener control sobre posibles influjos con parámetros similares al que se acaba de controlar.

5.4 PLANTEAMIENTO PARA UN ESCENARIO DE EMBALONAMIENTO

Para la presencia de embalonamiento, durante la perforación del Pozo K1 no se cuenta con el equipo necesario para su identificación, ya que en el momento en que el operador identifica la ausencia parcial de fluido de perforación en superficie, este lo interpreta como pérdida de fluido de perforación, así que la acción a tomar de apagar las bombas para no continuar con la pérdida, pero en el momento en que ya no se circula fluido de perforación por el pozo, se identifica ganancia de fluido de perforación en superficie (tanques), lo cual el operador interpreta como un influjo, lo cual no genera confusión al momento de escoger una acción para mitigar dicho problema.

Para este evento se plantea la aplicación de la técnica de perforación con presión controlada llamada Detección temprana de patada o pérdida (*Early Kick and Loss Detection*) esto con el fin de identificar la veracidad del evento que está ocurriendo y no detener la perforación. De igual manera la implementación de Presión constante en el fondo de pozo (*Constant Bottom Hole Pressure*) es importante ya que es necesario mantener constante la presión generada por la columna de fluido de perforación, así que en el momento en que la formación acepta o regrese fluido de perforación, el sistema solo deba intervenir con contrapresión, bien sea agregando en la aceptación de fluido o retirando para el retorno del fluido.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

Los Bloques Fuerte Norte y Fuerte Sur localizados en la Cuenca del Sinú Costa Afuera se encuentran en estado exploratorio bajo la operación de la empresa Anadarko. La cantidad de pozos perforados en el área ha sido limitada sin embargo durante la operación de los mismos se han presentado diversos problemas operativos lo cual ha generado que el tiempo de perforación aumente drásticamente conllevando a que los costos presupuestados se excedan de forma significativa. Se realizó la evaluación de la técnica de perforación con presión controlada con la finalidad de disminuir los tiempos no productivos y lograr perforar los pozos en el tiempo y bajo los costos esperados.

La evaluación financiera se desarrolló desde la posición de la compañía operadora, fue realizado un análisis de costos de inversión. Con base en el éxito exploratorio del Pozo K1, la compañía estableció una campaña de perforación compuesta por cuatro pozos anuales durante los próximos cinco años, por ende, la duración del proyecto corresponde a cinco años con periodos anuales. La unidad monetaria de valor constante a utilizar es el Dólar Estadounidense (USD). El Departamento de Exploración de la compañía maneja una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) de 10,50% E.A. para sus proyectos. La evaluación se desarrolló por medio de la metodología del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN).

Para el desarrollo del análisis financiero fueron establecidos dos escenarios de evaluación, el primero hace referencia a la perforación de los pozos enmarcados dentro de la campaña exploratoria de forma convencional, el segundo escenario corresponde a la perforación de los pozos bajo la técnica MPD.

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión hacen referencia a las inversiones de capital que realiza la empresa para crear beneficios, se ejecuta cuando la compañía invierte en la compra de un activo fijo o para añadir valor a un activo existente.

Dentro del plan estratégico de la compañía basada en los buenos resultados obtenidos recientemente con el Pozo Exploratorio K1, se encuentra el desarrollo de los bloques, como primera fase del proyecto se estipula una campaña de exploración y esperando resultados satisfactorios en la misma, se procedería a desarrollar los bloques a estado de producción. En la **Tabla 6** se detallan los pozos a perforar durante la campaña de exploración.

Tabla 6. Pozos a perforar durante la campaña de exploración.

<i>Periodo (años)</i>	<i>Numero de pozos</i>
1	4
2	4
3	4
4	4
5	4

Fuente: Anadarko S.A.

6.1.1 Escenario 1: Perforación convencional. Corresponde al desarrollo de la campaña exploratoria bajo la modalidad de perforación convencional. Los costos de inversión únicamente están representados por el alquiler del barco de perforación durante el tiempo estimado de operación, cabe resaltar que dentro del costo del alquiler el cual es ofrecido por una prestadora de servicios se incluyen todos los costos de operación tales como fluido de perforación, talento humano, consumo energético, etc.

El tiempo de perforación del Pozo K1 fue 200 días, el mismo fue perforado bajo la técnica convencional. El costo de alquiler del barco de perforación corresponde a USD1'000.000 por día. En la **Tabla 7** se presenta el costo asociado al tiempo de alquiler del buque de perforación.

Tabla 7. Costo de perforación de un pozo, Escenario 1

<i>Tarifa de alquiler (USD/día)</i>	<i>Tiempo de operación (día/pozo)</i>	<i>Alquiler (USD)</i>
1'000.000	200	200'000.000

Fuente: Anadarko S.A.

En el contrato para la prestación del servicio del barco de perforación se estipulo que la tarifa de alquiler disminuye 5% anualmente teniendo en cuenta la baja de las tarifas de los últimos años. En la **Tabla 8** se presentan los costos de inversión inicial.

Tabla 8. Costo de inversión inicial, Escenario 1

<i>Periodo (años)</i>	<i>Costo de perforación de un pozo (USD)</i>	<i>Número de pozos</i>	<i>USD</i>
1	200'000.000	4	800'000.000
2	190'000.000	4	760'000.000
3	180'500.000	4	722'000.000
4	171'475.000	4	685'900.000
5	162'901.250	4	651'605.000

Fuente: Anadarko S.A

6.1.2 Escenario 2: Perforación con presión controlada. Corresponde al desarrollo de la campaña exploratoria bajo la técnica MPD, el costo de inversión únicamente está representado por el alquiler del barco de perforación.

Con base en los resultados de la evaluación técnica, la compañía espera que la perforación de cada pozo demore 90 días utilizando la nueva modalidad de perforación.

En la **Tabla 9** se presenta el costo asociado al tiempo de alquiler del buque de perforación.

Tabla 9. Costo de perforación de un pozo, Escenario 2

<i>Tarifa de alquiler (USD/día)</i>	<i>Tiempo de operación (día/pozo)</i>	<i>Alquiler (USD)</i>
1'000.000	90	90'000.000

Fuente: Anadarko S.A.

En el contrato para la prestación del servicio del barco de perforación se estipulo que la tarifa de alquiler disminuye 5% anualmente. En la **Tabla 10** se presentan los costos de inversión inicial.

Tabla 10. Costo de inversión, Escenario 2

<i>Tarifa (USD/ día)</i>	<i>Tiempo de operación (día/pozo)</i>	<i>Alquiler (USD)</i>	<i>Número de pozos</i>	<i>USD</i>
1'000.000	90	90'000.000	4	360'000.000
470.000	90	85'500.000	4	342'000.000
220.900	90	81'225.000	4	324'900.000
103.823	90	77'163.750	4	308'655.000
48.796	90	73'305.562,50	4	293'222.250

Fuente: Anadarko S.A.

6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

Este capítulo tiene como propósito determinar la viabilidad financiera de la técnica de perforación con presión controlada para la disminución de tiempos no productivos, mediante la metodología del Valor Presente Neto.

6.2.1 Valor Presente Neto (VPN). Indicador financiero que representa a día de hoy tanto los ingresos como egresos futuros del proyecto. El Valor Presente Neto fue calculado por medio de la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN(i) = \sum F_n (1+i)^{-n}$$

n = Periodo de tiempo

i = Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)

F_n = Flujo de caja

Fuente: BACCA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197.

Como se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN), el resultado se interpreta a dólares de hoy, cuánto vale el proyecto.

6.3 TASA DE INTERÉS DE OPORTUNIDAD (TIO)

La tasa de interés de oportunidad es la tasa mínima a la que el gestor o el inversor, está dispuesto a ganar al invertir en un proyecto.

Teniendo en cuenta que este proyecto utiliza periodos anuales, se utiliza la misma tasa de interés de oportunidad de la compañía del 10,50% efectivo anual.

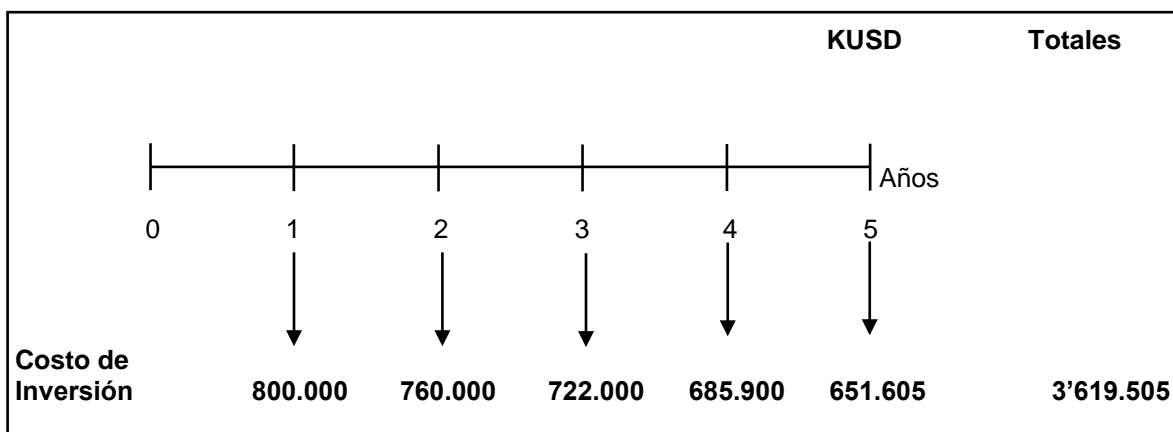
6.4 FLUJOS DE CAJA

El flujo de caja hace referencia a las salidas y entradas netas de dinero que tiene una empresa o proyecto en un período determinado.

A continuación, se elaboran los flujos de caja para cada escenario

6.4.1 Escenario 1: Perforación convencional. Técnica de perforación convencional. En la **Gráfica 5** se presenta el flujo de caja el cual permite detallar el costo de inversión inicial asociada a cada periodo.

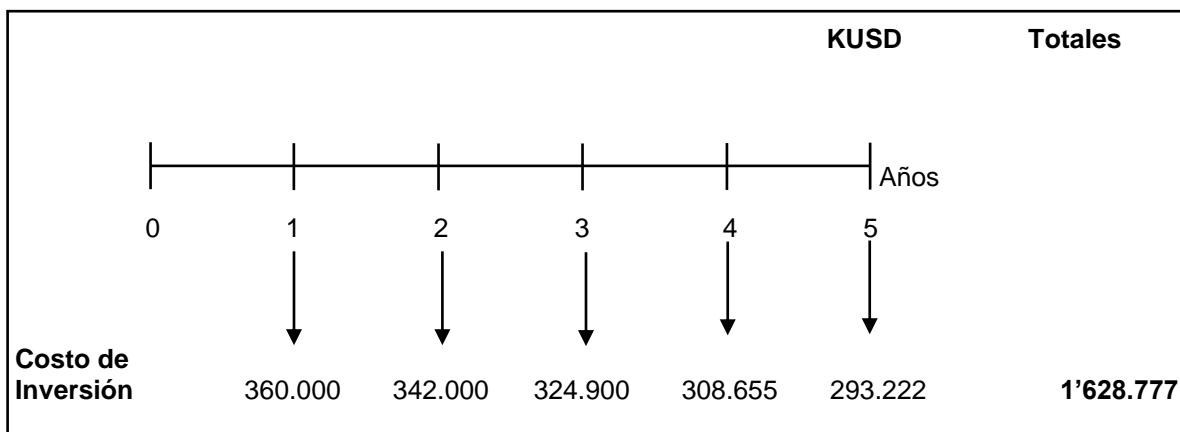
Gráfica 5. Flujo de caja, Escenario 1



$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0,105) &= -\frac{800'000.000}{(1+0,105)^1} - \frac{760'000.000}{(1+0,105)^2} - \frac{722'000.000}{(1+0,105)^3} - \frac{685'900.000}{(1+0,105)^4} \\
 &\quad - \frac{651'605.000}{(1+0,105)^5} \\
 &= -2\,737'109.981
 \end{aligned}$$

6.4.2 Escenario 2: Perforación con presión controlada. Campaña exploratoria utilizando la técnica de perforación MPD. En la **Gráfica 6** se presenta el flujo de caja.

Gráfica 6. Flujo de caja, Escenario 2



$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0,105) &= -\frac{360'000.000}{(1+0,105)^1} - \frac{342'000.000}{(1+0,105)^2} - \frac{324'900.000}{(1+0,105)^3} \\
 &\quad - \frac{308'655.000}{(1+0,105)^4} - \frac{293'222.250}{(1+0,105)^5} \\
 &= -1\,231'699.491
 \end{aligned}$$

7. CONCLUSIONES

- Actualmente los proyectos de exploración en aguas profundas de la Cuenca del Sinú necesitan de tecnología de punta. La perforación convencional no cumple con los requerimientos necesarios para perforar las formaciones con la ventana de fluido de perforación estrecha entre 10.9ppg y 11.5ppg y los complicados ambientes sedimentarios.
- Con base en los resultados obtenidos en la simulación, es posible afirmar que se presentan múltiples escenarios problema, tales como, pérdidas de fluido de perforación, inestabilidad de pozo y/o control de pozo, esto dependiendo de la zona que se perfore y la ventana de fluido de perforación que tenga dicha zona.
- Los datos de pérdidas de presión de fricción analizados para la perforación del Pozo A1 permiten asumir que los problemas que se presentan con mayor frecuencia son pérdidas de fluido de perforación (48%) e inestabilidad de pozo (33%).
- Para monitorear, detectar, mitigar y controlar el escenario problema en el menor tiempo posible se implementan diferentes aplicaciones de la técnica de perforación con presión controlada simultáneamente; esto con el fin de evitar parar la perforación del pozo y no exceder los costos de inversión presupuestados con anterioridad.
- Financieramente, para la compañía la mejor opción durante los próximos 5 años es desarrollar la campaña exploratoria utilizando la técnica de perforación con presión controlada (MPD) ya que implica un ahorro a dólares de hoy de 54.99% (USD 1500.000.000 aproximadamente) frente a la técnica de perforación convencional, debido principalmente a la disminución de tiempos no productivos (NPT) operacionales en la perforación.

8. RECOMENDACIONES

- Obtener información petrofísica sobre la Cuenca Sinú Costa Afuera que permita la construcción de modelos de geomecánica ya que al ser un proyecto aun en etapa de exploración, la probabilidad de que se presenten posibles eventos que aumenten los tiempos no productivos, son altas sin dicha información.
- Implementar la técnica de perforación con presión controlada en futuras campañas para mitigar y controlar eventos con alta probabilidad de que se presenten como lo son inestabilidad de pozo, las pérdidas de fluido de perforación y los eventos de control de pozo.
- Combinar varias aplicaciones de la técnica de perforación con presión controlada para ejercer una reducción notable en los tiempos no productivos, y así ejercer detección y control de manera efectiva.
- Evaluar un fluido de perforación de emulsión inversa que ofrezca baja densidad equivalente de circulación, adecuado para la formación que tenga una ventana de fluido de perforación estrecha.

BIBLIOGRAFÍA

- AMAYA, Andrés. Problemas comunes en la perforación costa afuera; 2017.
- Blade Energy Partners. MPD Feasibility. 2017.
- CARREÑO, Leonel. MPD Training Level 1- INTRODUCTION TO MPD. 2010.
- Centro de formación técnica. Manual de control de pozo. Colombia: 2015. 87-94 p.
- Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas. Plataformas Gasíferas Riohacha. [Consultado el 12 de septiembre de 2017]. Disponible en: https://www.cioh.org.co/derrotero/index.php?option=com_content&view=article&id=296&Itemid=357
- CHAVEZ, Luz. Resumen del curso de perforación. 2014. 20
- Deepwater Drilling; May 30, [Consultado el 1 de octubre de 2017]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=9PNMDV2v9oA>
- Departamento de Energía y Medio Ambiente. TIPOS DE PLATAFORMAS PETROLERAS MARINAS. España: 2009. 3
- ECOPETROL, S. A. Glosario. Sep 26. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/servicios-de-informacion-al-ciudadano/glosario>
- GEOTEC Ltda. GEOLOGÍA DE LOS CINTURONES SINÚ - SAN JACINTO. 2003. 39-50 p.
- GUTIERREZ, Hernán. Barcos perforadores (Drill ships). Abr 1. [Consultado el 4 de agosto de 2017]. Disponible en: <http://larocamadrehg.blogspot.com.co/2013/04/barcos-perforadores-drill-ships.html>
- GUZMÁN OSPITIA, Georgina; GOMEZ LONDOÑO, Ernesto and SERRANO SUAREZ, Beatriz. GEOLOGÍA DE LOS CINTURONES DEL SINÚ, SAN JACINTO Y BORDE OCCIDENTAL DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA CARIBE COLOMBIANO. 2004. 74-95 p.
- Habochina. Plataforma Jack-Up. [Consultado el 4 de agosto de 2017]. Disponible en: <http://habochina.com/span/productshow.php?cid=30&id=22>
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 33p. c.
- _____. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C: El instituto, 2008. 36p. 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. 23p.

MAR, Jaz. Historia de la perforación en el mundo.

Repositorio digital de la Facultad de Ingeniería, - UNAM. Métodos convencionales del control de pozos. [Consultado el 23 de noviembre de 2017]. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1103/A7.pdf?sequence=7>

RODRIGUEZ, Ivan and SEVERICHE, Juan. Evaluación del potencial de los proyectos de producción en la cuenca Sinú-Offshore y el dimensionamiento de volúmenes mínimos económicos. Bogotá D.C.: ACIPET, 2017.

SAMUEL, Nishant; SANTOS, Helio and VALLURI, Sandeep. First Deepwater MPD Operation in the Gulf of Mexico: Challenges and Lessons Learnd. En: SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. (Sep, 2016). Society of Petroleum Engineers, 2016.

Schlumberger. Introducción al equipo de perforación.

SEVERICHE, juan and RODRIGUEZ, Ivan. Evaluación del potencial de los proyectos de producción en la cuenca Sinú-Offshore y el dimensionamiento de volúmenes mínimos económicos. [0]:2017.

TRUJILLO MEJÍA, Raúl Felipe. Hidrocarburos. Cuarta edición. ed. Bogotá, D.C: Ecoe Ediciones, 2010.

TRUJILLO, Jorge. Introducción perforación costa afuera. 2017.

TRUJILLO, Jorge; HERNANDEZ, Daniel and SMITH, Emily. Improving Drilling Efficiency in Colombia Deepwater Exploration. 2017.

VELASCO, Andrés, GARCIA, Viviana and MARTINEZ, Jonathan. Plataformas costa afuera (offshore). [Consultado el 4 de agosto de 2017]. Disponible en: <https://prezi.com/dvaxggots09q/plataformas-costa-afuera-offshore/>

Weatherford. Generalidades de la perforación con presión controlada. Bogotá, Colombia: 2017.

ANEXOS

ANEXO A MÉTODO DEL PERFORADOR PARA CONTROL DE POZO³³

Es el método más sencillo entre los tres métodos de control de pozo ya que es posible su aplicación sin el uso de complicados cálculos y se caracteriza por realizar por separado las acciones de circular el influjo fuera del pozo y densificar el fluido de perforación para ejercer control.

A causa de que la circulación del fluido de formación fuera del pozo se realizara bajo presión por un largo tiempo, exige la persona encargada de realizar esta acción tenga mucha experiencia.

Una característica especial del método del perforador se basa en la forma en la que se genera el influjo, ya que, si es generado mecánicamente no es necesario el aumento en la densidad del fluido de perforación, pero en el caso de que se genere por un subbalance es decir que la presión de formación sea mayor a la presión ejercida por el fluido de perforación, es necesario aumentar la densidad ejercida por el fluido de perforación.

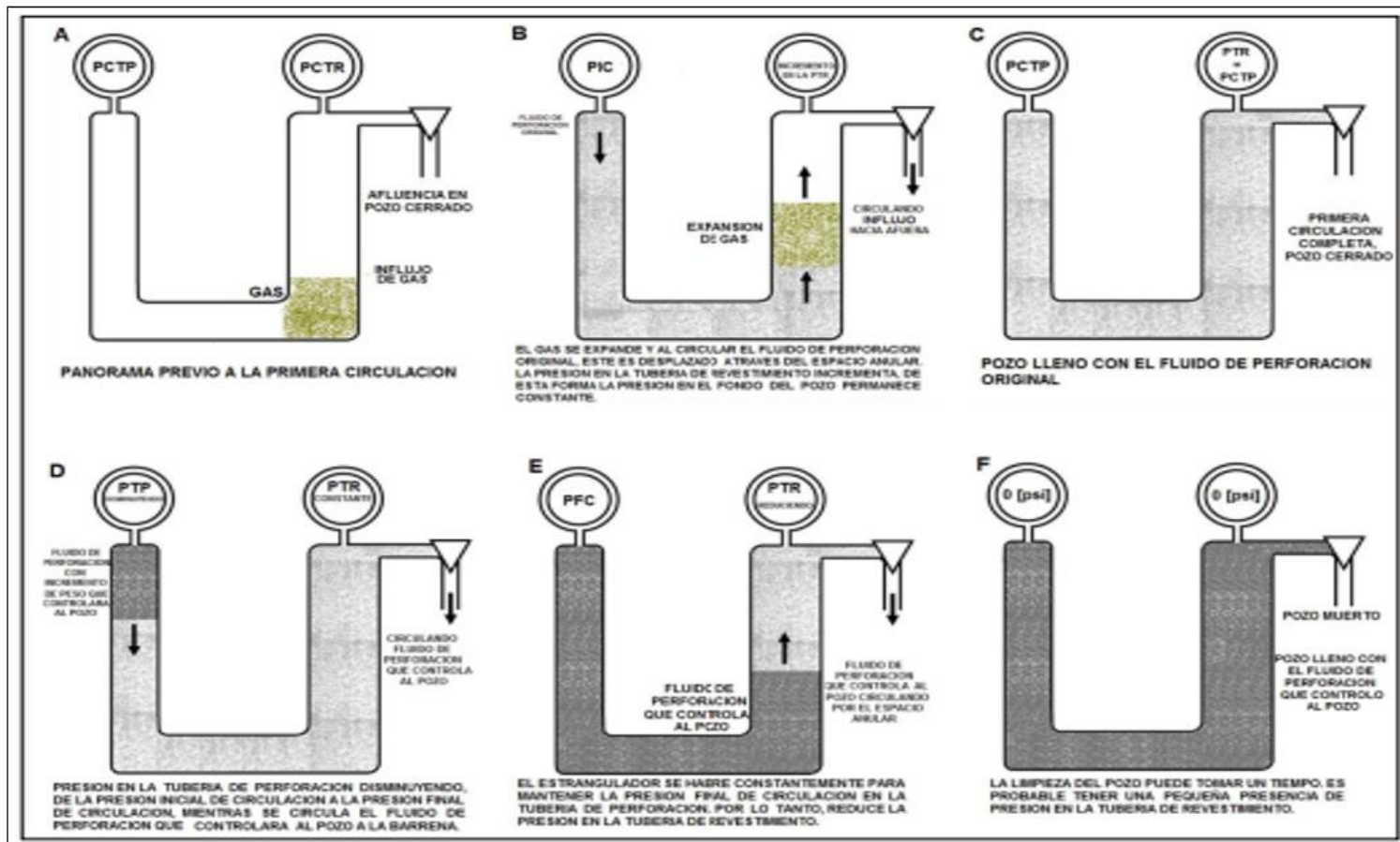
A continuación, se explica el método del perforador:

- Después de la detección del influjo se realiza la primera circulación, la cual es ejercida con el mismo fluido de perforación hasta que el influjo sale del pozo.
- Se aumenta la densidad del fluido de perforación.
- Se realiza la segunda circulación con el fluido de perforación de densidad mayor, la cual es calculada con base en el aumento de presión que ejerció el influjo.
- Verificación de equilibrio hidrostático.

La **Figura 42** se muestra el paso a paso del método del perforador para control de pozo.

³³ Centro de formación técnica. Manual de control de pozo. Colombia: 2015. p. 90.

Figura 412. Método del perforador analizado a partir del modelo del tubo en U.



Fuente: Repositorio digital de la Facultad de Ingeniería, - UNAM. Métodos convencionales del control de pozo. [Consultado el 23 de noviembre de 2017]. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1103/A7.pdf?sequence=7>

ANEXO B MÉTODO DE DENSIFICAR Y ESPERAR O DEL INGENIERO PARA CONTROL DE POZO³⁴

Es un método basado en el modelo del tubo en U, y es principalmente aplicado en los casos en que el influjo se generó por subbalance. Para este método solo es necesaria una circulación y no como en el método del perforador que se realiza el desplazamiento del influjo fuera del pozo en una circulación y el bombeo de fluido de perforación con mayor densidad en otra circulación.

Unas de las ventajas más representativas de este método es el tiempo necesario para todo el procedimiento de control y la baja presión en superficie, lo cual implica menor esfuerzo por parte de los equipos.

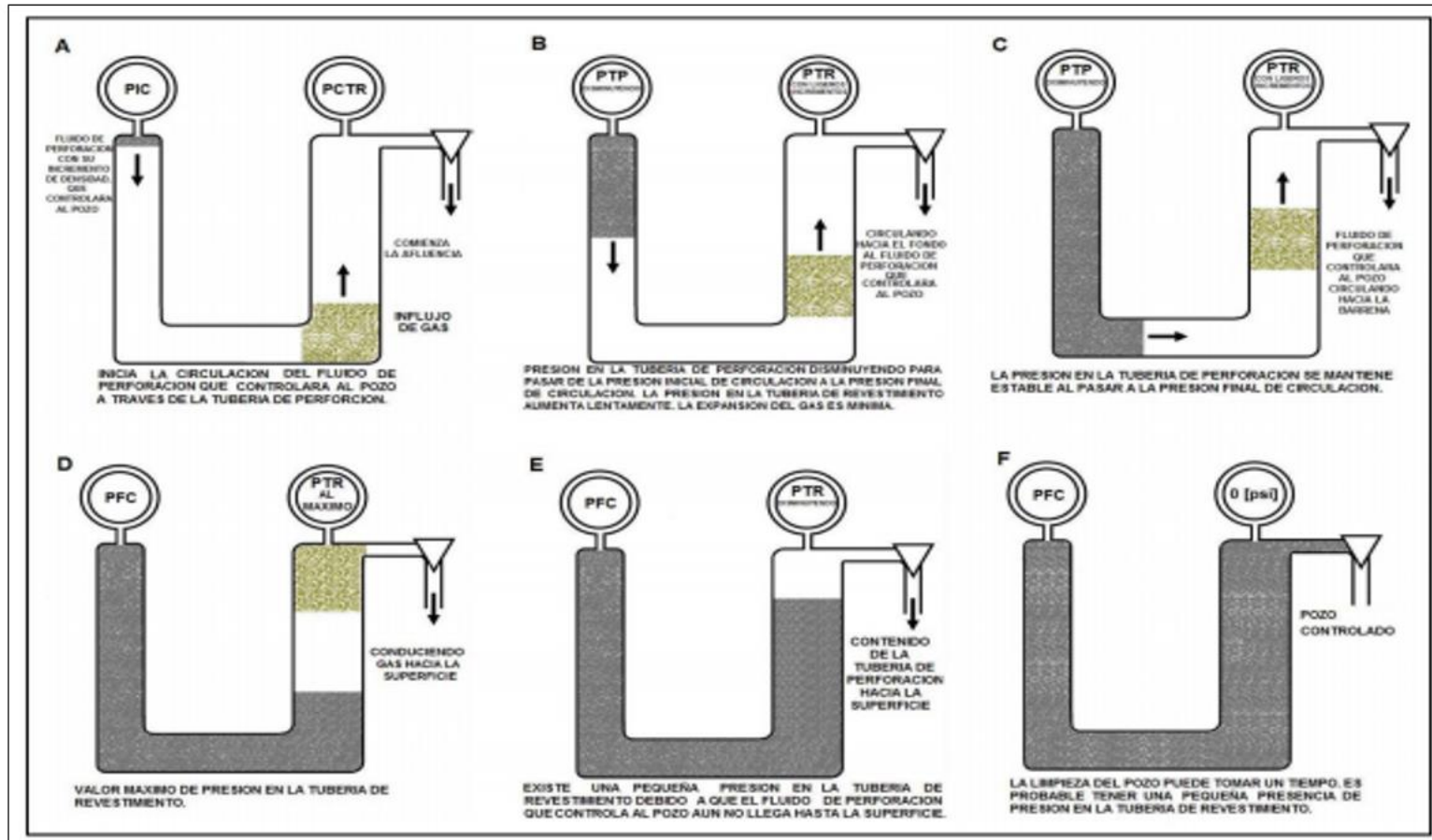
A continuación, se presenta explica el método de densificar y esperar o del ingeniero:

- Después de la detección del influjo se calcula el aumento en la densidad apropiado para matar el pozo con base en la presión que el influjo ejerce.
- Se iguala la presión del anular con la presión de cierre de la tubería de revestimiento.
- Se mantiene constante la presión anular hasta que el fluido de perforación densificado llegue a la broca.
- Se comienza a circular, pero ahora la presión de la tubería es la que se mantiene constante hasta que el influjo llegue a superficie.
- Luego de que el influjo ha llegado a superficie se debe suspender la circulación y cerrar el pozo.
- Se identifica si la presión de revestimiento y la de tubería son iguales, si este es el caso el pozo estará bajo control. En el caso de que sean iguales pero superiores a cero, el aumento en la densidad del fluido no fue suficiente, y será necesario aumentar la densidad del fluido y realizar otra circulación. Pero si la presión de tubería es igual a cero, y la presión de revestimiento es mayor a cero, es indicativo de que no se ha desplazado el espacio anular con el fluido densificado o que nuevamente volvió a ingresar fluidos de formación al pozo, es decir se presentó un nuevo influjo.

La **Figura 43** muestra el paso a paso del método de densificar y esperar o método del ingeniero.

³⁴ Centro de formación técnica. Manual de control de pozo. Colombia: 2015. p. 87.

Figura 423. Método de densificar y esperar o método del ingeniero analizado a partir del modelo del tubo en U.



Fuente: Repositorio digital de la Facultad de Ingeniería, - UNAM. Métodos convencionales del control de pozo. [Consultado el 23 de noviembre de 2017]. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1103/A7.pdf?sequence=7>

ANEXO C

MÉTODO CONCURRENTES³⁵


Este método es uno de los más complicados por su complejidad a la hora de la determinación de la presión en el fondo del pozo. Al igual que el método de densificar y esperar, este método se usa en los casos en que el influjo fue producto de subbalance.

A continuación, se explica el método concurrente.

- Después de la detección del influjo se registra la presión de tubería y la presión en el espacio anular.
- Se inicia la circulación con la presión inicial constante al mismo tiempo que se adiciona material densificante hasta alcanzar la densidad requerida para control lo cual significa que la densidad aumentara gradualmente mientras se desplaza el influjo.
- Ya que la densidad del fluido de perforación no es la necesaria para el control de pozo desde el principio, se requieren de varias circulaciones hasta que se realice por completo el control de pozo.

La ventaja más notable de este método es que se puede comenzar el incremento en densidad del fluido de perforación desde el momento en que se registran las presiones a las que se cerró el pozo.

³⁵ Centro de formación técnica. Ibid. p. 94.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros Sergio Andres Amado Velasquez y Juan David Mahecha Bustos en calidad de titulares de la obra EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA PARA DISMINUIR TIEMPOS NO PRODUCTIVOS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO A1, elaborada en el año 2017, autorizamos al Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América para que incluya una copia, índice y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, Intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la licencia Creative Commons que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución - no comercial - sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución - no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución - no comercial - compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input checked="" type="checkbox"/>

Licencia completa: http://creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:


AUTORIZO (AUTORIZAMOS)	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C, a los 08 días del mes de febrero del año 2018.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Sergio Andres	Amado Velasquez
Documento de identificación No	Firma
1015439880 de Bogotá.	

Nombres	Apellidos
Juan David	Mahecha Bustos
Documento de identificación No	Firma
1026577264 de Bogotá.	