



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis comparativo en
tiempos de perforación y
riesgos operativos**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Adrian Pedroza Vizcaya

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. Luis Guillermo Ucha Gómez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado ANALISIS COMPARATIVO EN TIEMPOS DE PERFORACION Y RIESGOS OPERATIVOS que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.



ADRIAN PEDROZA VIZCAYA
Número de cuenta: 313088050

DEDICATORIA

A mis Padres, Javier & Alejandra

Por su amor incondicional y apoyo constante a lo largo de mi vida académica.

Este trabajo es fruto de su esfuerzo

A mi hermano, Carlos

Por siempre estar cuando más lo necesito, ser mi guía y ejemplo.

A mi director de Tesis, Sinodales y Profesores

Por instruirme con su sabiduría y experiencia.

A la Señorita Maricela Peña

Por ser un pilar fundamental en esta trayectoria.

A mi Sensei de Karate Do, Juan Carlos

Por sus entrenamientos, enseñanzas y consejos para la vida.

A mis compañeros de Universidad

Por su compañía, consejos, experiencias compartidas y aprendizajes.

A mis compañeros, Mussi, Coco, Nala y Simón

Por ser mi compañía en cada noche de estudio.

A todas las personas me motivaron e inspiraron para continuar el camino.

A mi alma mater

Por entregarme más de lo que algún día podré devolverte, llenarme de cultura y propósitos para ser mejor persona.

In memoriam to Coco. Agape Aeternum.

CONTENIDO

Agradecimientos

Lista de Figuras

Lista de Tablas

1. Identificación de la problemática.....	9
1.2 Objetivos de la Tesis	9
1.2.1 Objetivo General.....	9
1.2.2 Objetivos Particulares	9
1.3 Resumen.....	10
1.4 Abstract.....	10
1.5 Introducción	11
2. Riesgos Operativos Asociados a la Formación	12
2.1 Inestabilidad de la Formación.....	12
2.1.1 Causas de Inestabilidad de la Formación.....	13
2.1.2 Factores No Controlables.....	14
2.1.2.1 Estrechamiento del pozo.....	14
2.1.2.2 Ampliación del Pozo.....	15
2.1.2.3 Formaciones Fracturadas	15
2.1.2.4 Formaciones Deleznablees	17
2.1.3 Factores Controlables.....	18
2.1.3.1 Densidad del Lodo	19
2.1.3.2 Ángulo de Inclinación del Pozo.....	21
2.1.3.3 Interacción Roca-Fluido.....	22

2.2 Pérdida de Circulación	25
2.2.1 Mecanismos de Pérdida de Circulación	27
2.2.2 Identificación de Zonas de Pérdida	28
2.2.2.1 Parámetro de Temperatura	28
2.2.2.2 Análisis de Trazas Radiactivas	29
2.2.3 Formaciones No Consolidadas	30
2.2.4 Formaciones Fracturadas o Cavernosas	30
2.2.5 Prevención de la Pérdida de Circulación	32
2.2.6 Remediación de Pérdida de Circulación	34
2.3 Atrapamiento de Tubería	38
2.3.1 Atrapamiento por Presión Diferencial	38
2.3.1.1 Indicadores de Pegadura Diferencial	41
2.3.1.2 Prevención de Pegadura Diferencial	41
2.3.2 Atrapamiento Mecánico de Tubería	42
2.3.2.1 Recortes de Perforación	43
2.3.2.2 Ojo de llave	44
2.3.2.2.1 Indicadores de Atrapamiento por Ojo de Llave	46
2.3.2.2.2 Recomendaciones para Liberación por Ojo de Llave	47
2.3.2.3 Prevención de Atrapamiento de Tubería	47
2.3.3 Ubicación del Punto de Atrapamiento	47
2.3.4 Algoritmo para Liberación de Sarta	50
2.4 Tiempos de Perforación	52
2.4.1 Tiempos Productivos, No Productivos, e Invisibles	53

2.4.2 Equipos de Perforación Costa Fuera.....	56
2.4.2.1 Jackup	57
2.4.2.2 Plataforma Semisumergible	58
2.4.2.3 Buque Perforador	60
2.4.2.4 Impacto del Sistema de Perforación en el ROP	61
2.4.3 Ritmo de Penetración (ROP)	62
2.4.3.1 Factores que Afectan el Ritmo de Penetración	62
2.4.3.2 Tipo de Barrena.....	62
2.4.3.3 Características de la Formación	66
2.4.3.4 Peso Sobre Barrena	66
2.4.3.5 Velocidad de Rotación	68
2.4.4 Límite Técnico	69
2.4.5 KPI.....	74
3. Minería de Datos.....	75
4. Resultados.....	92
5. Conclusiones	108
6. Recomendaciones	111
7. Nomenclatura.....	112
8. Referencias.....	113

Lista de Figuras

Fig. 2.1.2.1.1 Reducción del diámetro del pozo debido a formaciones plásticas.	15
Fig. 2.1.2.3.1 Perforación a través de fallas o formaciones fracturadas.	16
Fig. 2.1.2.4.1 Clasificación Tamaño de Partícula	17
Fig. 2.1.2.4.2 Inestabilidad en Formación Deleznable.	18
Fig. 2.1.3.1.1 Ventana de Peso del Lodo.....	19
Fig. 2.1.3.1.2 Ventana Operativa.....	20

Fig. 2.1.3.2.1 Ventana de Peso del Lodo en Función de la Inclinación del Pozo	21
Fig. 2.1.3.2.2 Influencia de la inclinación del pozo sobre la ventana de operación	22
Fig. 2.1.3.3.1 Estructura geométrica de hinchamiento de arcilla. od.....	24
Fig. 2.2.1 Pérdida de Circulación Parcial y Total.	25
Fig. 2.2.2 Zonas de pérdida de circulación.	26
Fig. 2.2.2.1.1 Principio de Registro de Temperatura.	29
Fig. 2.2.4.1 Estrategias para Solucionar Pérdidas de Circulación.	33
Fig. 2.2.5.3. Árbol de decisión para remediar pérdidas de circulación.....	37
Fig. 2.3.1.1 Pegadura por Presión Diferencial.	39
Fig. 2.3.1.2 Atrapamiento de Tubería por Presión Diferencial	40
Fig. 2.3.2.1.1 Atrapamiento Mecánico por Recortes de Perforación	43
Fig. 2.3.2.2.1 Atrapamiento de Tubería debido a Ojo de Llave.....	45
Fig. 2.3.2.2.2 Atrapamiento de Sarta por Ojo de Llave.	46
Fig. 2.3.3.1 Diagrama de flujo	49
Fig. 2.4.1 Algoritmo para Liberar Sarta por Presión Diferencial.	50
Fig. 2.4.2 Algoritmo para Liberar Sarta por Atrapamiento Mecánico.....	51
Fig. 2.4.1.1 Tiempos de Perforación.	53
Fig. 2.4.1.2 Curva Profundidad contra Tiempo.	54
Fig. 2.4.2.1 Plataformas Petroleras Offshore.....	56
Fig. 2.4.2.1.1 Sistema de Perforación Jackup.	58
Fig. 2.4.2.2.1 Sistema de Perforación Semisumergible.	59
Fig. 2.4.2.3.1 Buque Perforador.....	60
Fig. 2.4.3.2.1 Tipos de Barrenas.	65
Fig. 2.4.3.2.2 Tipos de Barrenas.	65
Fig. 2.4.3.4.1 Curva de Ritmo de Penetración en Función del Peso Sobre Barrena.....	67
Fig. 2.4.3.4.2 Curva de Ritmo de Penetración en Función de la Velocidad de Rotación.	68
Fig. 2.4.4.1 Límite Técnico y su Impacto en los Tiempos de Perforación.	69
Fig. 2.4.4.2 Pozo Tipo Campo X.	71
Fig. 2.4.4.3 Datos de Tiempo de Perforación en Función de la Profundidad.....	72
Fig. 2.4.4.4 Datos Reportados de Tiempo de Perforación por Pozo.....	73
Fig. 2.4.4.5 Gráfica de Avance por Fase de Perforación.....	74
Fig. 2.4.5.1 KPIs para Análisis Comparativo.....	75
Fig. 3.1 Gráfica de avance en la perforación.	77
Fig. 3.2 Parámetros para Colección de Datos.	77
Fig. 3.3 Velocidad promedio en forma diferencial.	78
Fig. 3.4 Pendiente de la recta.	79
Fig. 3.5 Representación Gráfica Tiempo de Perforación.....	80
Fig. 3.6 Modelo Comparativo de ROP por Fase.....	80
Fig. 3.7 Representación Gráfica Tiempos Planos.	81
Fig. 3.8 Representación Gráfica Tiempos No Productivos.....	81

Fig. 3.9 Comportamiento de Perforación de Pozos.	82
Fig. 3.10 Desempeño de la Perforación.	84
Fig. 3.12 ROP (m/h) por fase.	85
Fig. 3.13 Tiempo de Perforación.	86
Fig. 3.14 Regresión Cuartil Empleando RStudio.	88
Fig. 3.16 Simulación Pozo Híbrido.	90
Fig. 3.17 Comparación Límite Técnico.	91
Fig. 4.1 Ubicación Geográfica del Campo	92
Fig. 4.2 Desempeño de la Perforación PUMA-1.	93
Fig. 4.3 Desempeño de la Perforación PUMA-2.	94
Fig. 4.4 Desempeño de la Perforación PUMA-3.	95
Fig. 4.5 Desempeño de la Perforación PUMA-4.	96
Fig. 4.6 Desempeño de la Perforación PUMA-5.	97
Fig. 4.7 Desempeño de la Perforación PUMA-6.	98
Fig. 4.8 Desempeño de la Perforación PUMA-7.	99
Fig. 4.9 Desempeño de la Perforación PUMA-8.	100
Fig. 4.10 Desempeño de la Perforación PUMA-10.	101
Fig. 4.11 Desempeño de la Perforación PUMA-14.	102
Fig. 4.12 Tiempo de Perforación KPI.	103
Fig. 4.13 Representación Gráfica de Tiempo de Perforación en función del ROP (m/h).	103
Fig. 4.14 Tiempo No Productivo KPI.	104
Fig. 4.15 Representación Gráfica de NPT en función del ROP (m/h).	104
Fig. 4.16 KPI de Sistema de Perforación.	105
Fig. 4.17 Porcentaje de Tiempo de Actividades para Drill Ship.	105
Fig. 4.18 Sistema JackUp KPI.	106
Fig. 4.19 Comparativa Porcentaje de Actividad de Sistema JackUp.	106
Fig. 4.20 Sistema Sembisumersible KPI.	107
Fig. 4.20 Comparativa Porcentaje de Actividad de Sistema Semisumersible.	107
Fig. 5.1 ROP por Fase.	108
Fig. 5.2 ROP en NPT.	109
Fig. 5.3 Porcentajes Tiempos de Perforación.	110
Fig. 5.5 Porcentaje de Tiempos para Jackup.	110
Fig. 5.4 KPI JackUp.	110

Lista de Tablas

Tabla 2.1.1.1 Parámetros Asociados a la Inestabilidad de la Formación.	14
Tabla 2.2.3.2.1 Mecanismos y Diagnóstico de Pérdida de Circulación.	32
Tabla 2.2.5.1 Clasificación de Obturantes de acuerdo con el Tamaño de Partícula.	35
Tabla 2.2.5.2 Clasificación de Pérdida de Circulación en Función del Régimen.	36

Tabla 2.4.1.1 Discriminación de Tiempos de Perforación.	54
Tabla 2.4.1.2 Discretización de Tiempos por Fase de Perforación	55
Tabla 2.4.2.3.1 Comparación de sistemas de perforación marina.	61
Tabla 2.4.4.1 Fundamentos del Límite Técnico.....	70
Tabla 3.1 Matriz de Colección de Datos.	78
Tabla 3.2 Matriz de Datos para la Creación de Gráficas de Avance.	83
Tabla 3.3 Matriz de datos con mejores tiempos y profundidades para pozo híbrido.....	88
Tabla 3.4 Matriz de Datos para la Selección del Mejor Tiempo de Perforación.	89

1. Identificación de la Problemática

La rentabilidad de los proyectos de perforación en aguas someras es fundamental para el avance de la industria petrolera. Sin embargo, la existencia de problemas operativos, como demoras en el tiempo del programa de perforación, plantea la necesidad de desarrollar y aplicar técnicas de optimización que maximicen el rendimiento técnico y económico.

Para abordar este desafío, resulta clave realizar un análisis comparativo de antecedentes históricos en pozos de correlación, con el propósito de identificar prácticas eficaces, aprender de errores previos y determinar estrategias óptimas para futuras operaciones.

1.2 Objetivos de la Tesis

1.2.1 Objetivo General

- ☉ Analizar el desempeño de la perforación en aguas someras estudiando las problemáticas más recurrentes y su impacto en el tiempo de operaciones.

1.2.2 Objetivos Particulares

- ☉ Aplicar ingeniería de datos para correlacionar el factor tiempo en función de la profundidad para obtener la curva de avance de pozos de correlación.
- ☉ Analizar el comportamiento de la perforación determinando los tiempos productivos, planos y no productivos.
- ☉ Estudiar las principales problemáticas asociadas a la geología de la formación para marcar un antecedente de los contratiempos más recurrentes en el área.
- ☉ Definir mejores prácticas analizando factores geológicos, tecnológicos de sistemas de perforación, y su el impacto en el desempeño de la perforación

1.3 Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo el análisis comparativo en el desempeño de perforación histórico en un área determinada.

A través del análisis, los riesgos más frecuentes reportados se derivan de la heterogeneidad de la formación; inestabilidad de la formación, pérdida de circulación, y atrapamiento de la sarta de perforación. Asimismo, se estudian sus causantes y soluciones.

La gráfica de avance se obtiene mediante los datos correlacionados de profundización en función del tiempo. Aplicando fórmulas analíticas al método gráfico, se determinan los tiempos de perforación, tiempos planos, y el indicador de ritmo de penetración.

A través de la minería de datos, se implementan matrices, tablas dinámicas, y KPIs para evaluar el desempeño de avance por etapa de perforación.

Por último, se aplican métodos de análisis estadístico de la información para obtener los mejores tiempos registrados y establecer el límite técnico de perforación.

1.4 Abstract

The benchmarking of the drilling performance is important, not only for highlighting the main troubles during drilling a well, but also, to get valuable data, such as the best time recorded.

By time of drilling, there are a lot of hazards one can face: hole instability, loss circulation, stuck pipe, for instance. These troubles impact significantly the time of operations, therefore, is crucial to study its causes and solutions.

Moreover, by analyzing the benchmarking, is possible to get drilling and flat time. Hence determine the productive and nonproductive per phase of penetration. Then, applying data mining to build a hybrid well with the best time and implementing KPIs to measure the drilling performances through different parameters.

Keywords:

Benchmarking, data mining, technical limit, drilling time, flat time, loss circulation, stuck pipe, KPIs, drilling performance.

1.5 Introducción

La perforación de un pozo petrolero tiene como objetivo comunicar al yacimiento con la superficie. La ejecución ideal de las actividades depende de múltiples parámetros que inciden negativamente en el tiempo de perforación.

La correlación de profundización en la formación en función del tiempo mide el desempeño de la perforación. Durante la perforación de un pozo, existen numerosos riesgos que retrasan las actividades.

Este trabajo se enfoca en los riesgos asociados a las condiciones geológicas de la formación que impactan significativamente en el avance de la perforación, sus causas, y soluciones.

Los riesgos inherentes a la heterogeneidad de la formación se dividen en tres vertientes; inestabilidad de la formación, pérdida de circulación, y atascamiento de tubería.

Primero, el riesgo de la inestabilidad de la formación produce efectos adversos, los principales, atascamiento de la sarta de perforación, pérdida de circulación, y en casos extremos, reventón del pozo. Segundo, la pérdida de circulación compromete la integridad del pozo e incrementa los costos por el fluido perdido. Tercero, el riesgo del atascamiento de tubería, radica en la pérdida de herramientas, detiene la perforación, y en casos severos, se efectúan sidetracks para reanudar la profundización. Los riesgos previamente dichos, afectan el tiempo de perforación incrementando costos operativos, en extremos, pueden derivar en el abandono del pozo.

El tiempo de perforación constituye una métrica clave en la optimización de costos operativos. Esta variable se registra en la gráfica de avance por fase de perforación y se descompone en dos parámetros principales: el tiempo de perforación, que corresponde al periodo en el que se logra la penetración de la formación, y el tiempo plano, asociado a la ausencia de profundización, es decir, cuando no se registra avance en la profundidad. En términos gráficos, el tiempo de perforación se caracteriza por una pendiente distinta de cero, mientras que el tiempo plano se representa con una pendiente igual a cero

El ritmo de penetración (ROP), indica la rapidez con la que se perfora cierta longitud de formación en un intervalo de tiempo. El ROP en la gráfica de avance es calculado a partir de la pendiente de la recta. El ROP es la clave para analizar el desempeño de la perforación; su comportamiento es una correlación multivariable. Los principales factores que actúan en el ROP son el peso sobre barrena, tipo de barrena, características de la formación, velocidad de rotación.

Este trabajo se enfoca en la minería de datos históricos de perforación para el análisis comparativo en un campo determinado, implementación de KPIs que faciliten la toma de decisiones, y el análisis del límite técnico a partir de un pozo híbrido.

2. Riesgos Operativos Asociados a la Formación

Durante la perforación de pozos petroleros, la geología presenta una serie de riesgos que impactan directamente en las actividades programadas del proyecto. Entre ellos destacan tres factores principales: la inestabilidad de formación, la pérdida de circulación y el atrapamiento de tuberías. Estudiar estos parámetros de manera exhaustiva es esencial para optimizar la gestión de problemas operativos y prevenir retrasos significativos, como la necesidad de realizar una reentrada (sidetrack). De no abordarse correctamente, estas complicaciones podrían incluso derivar en el abandono del pozo, lo que subraya la importancia de implementar estrategias eficaces para minimizar su impacto en las operaciones.

2.1 Inestabilidad de la Formación

Los problemas asociados a la perforación de pozos petroleros están directamente relacionados a la perturbación del medio circundante al pozo, son consecuencia de la alteración en el equilibrio de la geomecánica, y la interacción roca-fluido de perforación. “Los esfuerzos tectónicos en conjunto con la presión de poro de la formación, intentan reestablecer el equilibrio forzando el movimiento de los estratos hacia el pozo.” (Rabia,1985)

El programa de perforación debe contemplar múltiples escenarios, realizar análisis comparativo en las potenciales zonas de riesgos a través de datos históricos en un área determinada. La planeación del pozo debe estar diseñado para afrontar potenciales problemas. Los programas de perforación basados en la cautela y contención tienden al incremento de costos operativos y generalmente fallan en alcanzar el objetivo deseado en términos técnicos y económicos.

Otros parámetros que considerar en el análisis de riesgo se enfocan en “esfuerzos tectónicos, presión de poro, temperatura, tiempo de agujero descubierto, profundidad vertical y desarrollada, heterogeneidad de la formación (domos salinos, fallas geológicas, litologías imprevistas, etc.) impactan las operaciones de perforación y terminación.” (Hossain, 2018)

La integridad del pozo es un juego de equilibrio entre la presión de poro de formación, la presión hidrostática y, composición química del fluido de perforación. En términos ingenieriles, cualquier

Inestabilidad de la Formación

proceso de perforación implica un caso de estudio de inestabilidad. Los problemas en pozo aparecen cuando el equilibrio entre estos factores es alterado.

La inestabilidad del pozo es uno de los problemas más importantes durante la perforación. Las causas de la inestabilidad del pozo a menudo se clasifican en efectos mecánicos (por ejemplo, falla de la roca alrededor del pozo debido a altas tensiones, baja resistencia de la roca o práctica de perforación inadecuada) o químicos que surgen de la incompatibilidad roca-fluido.

El análisis de las causas y solución de los factores que alteran la estabilidad establecen los parámetros de operación a seguir para los ingenieros de perforación. El proceso de estabilidad del pozo es la prevención de fallas o deformaciones plásticas de la roca que rodea el pozo debido a tensiones mecánicas o desequilibrios químicos. La estabilidad de los pozos es un problema continuo que resulta en gastos anuales sustanciales por parte de la industria petrolera (Hossain, 2018).

Azar, 2007, asevera que la inestabilidad del pozo es una condición indeseable de un intervalo de pozo abierto que no mantiene su tamaño y/o su integridad estructural. Las causas pueden agruparse en las siguientes categorías:

- ☉ Mecánicas: debidas a tensiones “in situ”
- ☉ Erosión: debidas a la circulación de fluidos
- ☉ Químicas: debidas a la interacción del fluido del pozo con la formación

Se estima que cerca del 90% de la inestabilidad en el agujero está directamente relacionada a la perforación en formaciones con predominancia de lutitas; este factor representa cerca de \$500 millones de dólares a la industria cada año. (Devereaux, 1998)

2.1.1 Causas de Inestabilidad de la Formación

La inestabilidad de los pozos suele estar causada por una combinación de factores que pueden clasificarse en términos generales como controlables o incontrolables. Se clasifican en la siguiente tabla.

Factores No Controlables	Factores Controlables
Estrechamiento del Pozo	Densidad del Lodo
Formaciones Fracturadas	Ángulo de Inclinación del Pozo
Formaciones Deleznales	Interacción Roca-Fluido

Inestabilidad de la Formación

Tabla 2.1.1.1 Parámetros Asociados a la Inestabilidad de la Formación. Modificado de: Hossain M.E. et. al. (2018). Drilling Engineering Problems and Solutions. Scrivener Publishing

2.1.2 Factores No Controlables

Existen principalmente cuatro factores de riesgo asociados a la inestabilidad de la formación. Dependen directamente de:

- ☉ Estrechamiento del pozo.
- ☉ Ampliación del pozo.
- ☉ Formaciones Fracturadas
- ☉ Colapsos por Formaciones Deleznales

2.1.2.1 Estrechamiento del pozo

El estrechamiento del pozo generalmente ocurre debido a perforación en formaciones de comportamiento plástico, ejemplo, lutitas o formaciones salinas. (Azar, 2007)

Debido al comportamiento plástico de formaciones salinas, bajo efectos de presión en zonas de grandes esfuerzos tectónicos, tienden a fluir hacia arriba en los estratos suprayacentes, creando así una inestabilidad inherente.

Estas formaciones se denominan formaciones móviles, la presión actúa ejerciendo una fuerza que obliga a la sal o lutitas a fluir hacia el pozo. Se desempeñan de forma plástica deformándose ante la presión.

El diámetro del agujero se reduce, por lo tanto, la sarta de perforación queda atrapada. Este fenómeno se puede presentar en cualquier momento de la formación, dependiendo la velocidad de deformación plástica del sedimento.

Debido a las fuerzas de sobrecarga, una formación móvil se comprime en el pozo. Se comporta de manera plástica, lo que significa que se deforma bajo presión. Los tipos habituales de formaciones que causan este fenómeno son lutitas y la sal.

La deformación bajo este tipo de mecanismo puede reducir el diámetro del pozo y causar problema. La densidad y composición química del fluido de perforación es el principal agente para mantener a margen el estrechamiento del pozo por efecto de formaciones móviles.

Hossain, 2018 establece que la susceptibilidad de estas rocas al flujo ocasiona problemas durante la perforación de un agujero, algunos de estos son:

- ☉ Aumento torque
- ☉ Aumento el riesgo de atrapamiento de tubería

Inestabilidad de la Formación

- ☉ Aumenta la dificultad de asentamiento de las tuberías

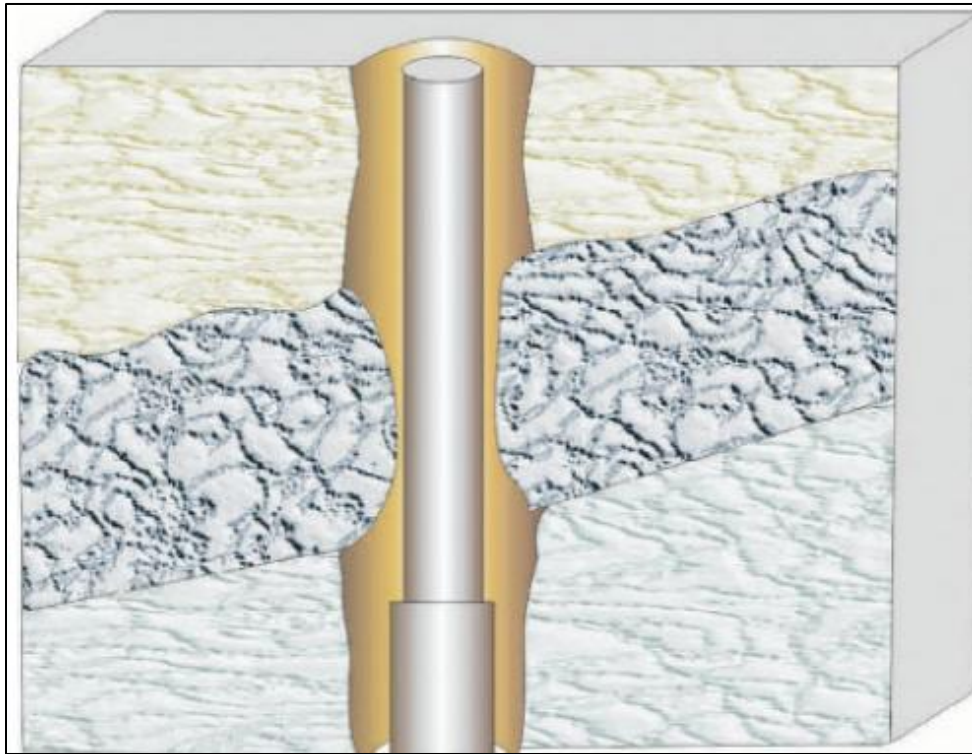


Fig. 2.1.2.1.1 Reducción del diámetro del pozo debido a formaciones plásticas. Tomado de: Hossain M.E. et. al. (2018). Drilling Engineering Problems and Solutions. Scrivener Publishing.

2.1.2.2 Ampliación del Pozo

El ampliamiento del agujero tiene por origen principal la erosión hidráulica y abrasión mecánica, por ejemplo, baches de lavado o trituración de la formación por barrenas.

Algunos de los problemas asociados a este efecto son:

- ☉ Incrementa la dificultad para la cementación.
- ☉ Incrementa el potencial de desviación del agujero.
- ☉ Incrementa la dificultad en las operaciones de obtención de datos a través de registros.

2.1.2.3 Formaciones Fracturadas

La inestabilidad del pozo es significativa en formaciones naturalmente fracturadas. Un sistema de fractura natural en la roca a menudo se puede encontrar cerca de las fallas. A medida que continúa la perforación, los cuerpos rocosos cerca de las fallas pueden romperse en pedazos grandes o pequeños. Si están sueltos pueden caer en el pozo y atrapar la sarta.

Inestabilidad de la Formación

Un sistema de fracturas naturales en la formación, a menudo se ubica cerca de las fallas. La roca cerca de las fallas se puede romper en pedazos grandes o pequeños. Si las rocas están sueltas, pueden caer en el pozo y atascar la sarta en el agujero. Incluso si las piezas están unidas, el impacto del BHA (ensamble de fondo de pozo), debido a la vibración de la sarta de perforación, puede hacer que la formación caiga en el pozo. (Abousleiman, 2007)

Este suceso es de particular interés debido a que puede producir problemas de atrapamiento de tubería. Este tipo de problemas tiende a producirse en perforación a través de fallas o estratos altamente fracturados. (Goud, 2017)

Por otro lado, las fracturas también pueden ser inducidas. Uno de los objetivos de las fracturas inducidas es optimizar la productividad del yacimiento, principalmente en formaciones de baja permeabilidad como lutitas. La roca falla por esfuerzo de compresión, ocurre cuando la presión del fluido de perforación del pozo excede la presión de fractura de la formación. (Azar, 2007)

Los problemas asociados son:

- ⊗ Pérdida de circulación.
- ⊗ Posibles brotes de la formación

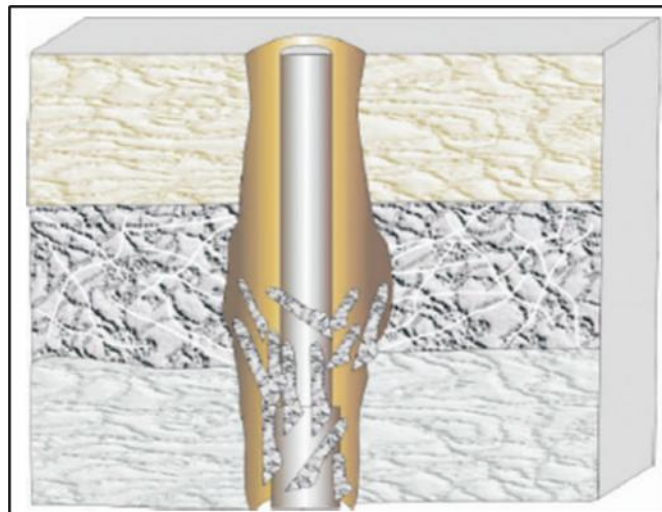


Fig. 2.1.2.3.1 Perforación a través de fallas o formaciones fracturadas. Tomado de: Hossain M.E. et. al. (2018). Drilling Engineering Problems and Solutions. Scrivener Publishing.

Inestabilidad de la Formación

2.1.2.4 Formaciones Deleznables

Las formaciones deleznables son aquellas con baja fuerza de cohesión entre sus detritos, esto conduce a una excesiva cantidad de clastos en la pared del pozo.

Las formaciones no consolidadas están compuestas por material suelto, que va desde la arcilla hasta arena y grava. Debido a su naturaleza poco compacta, con poco o ningún agente cementante, son inestables. Cuando el lodo fluye a través de los espacios entre los granos, se produce el colapso de la formación, lo que provoca una situación de tubería atrapada. Este volumen de roca provoca una disminución en el diámetro del agujero.

El enjarre del lodo debe diseñarse para que la formación mantenga su cohesión. Las litologías que tienden a presentar esta problemática son areniscas y gravas. El riesgo asociado radica en el atrapamiento de la sarta de perforación.

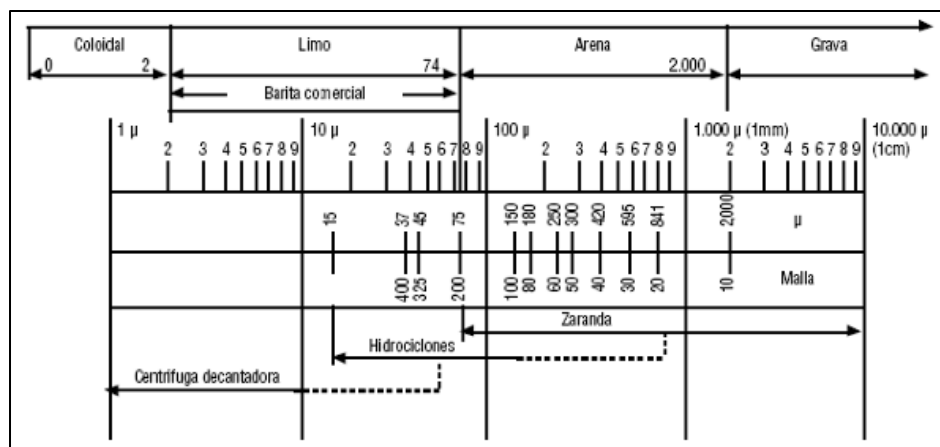


Fig. 2.1.2.4.1 Clasificación Tamaño de Partícula. Tomado de: (2021). Guía de fluidos de perforación. Guarachi, F. Recuperado de <https://www.geologiaviva.info/wp-content/uploads/2021/09/97491115-GUIA-DE-FLUIDOS-DE-PERFORACION.pdf>

Inestabilidad de la Formación

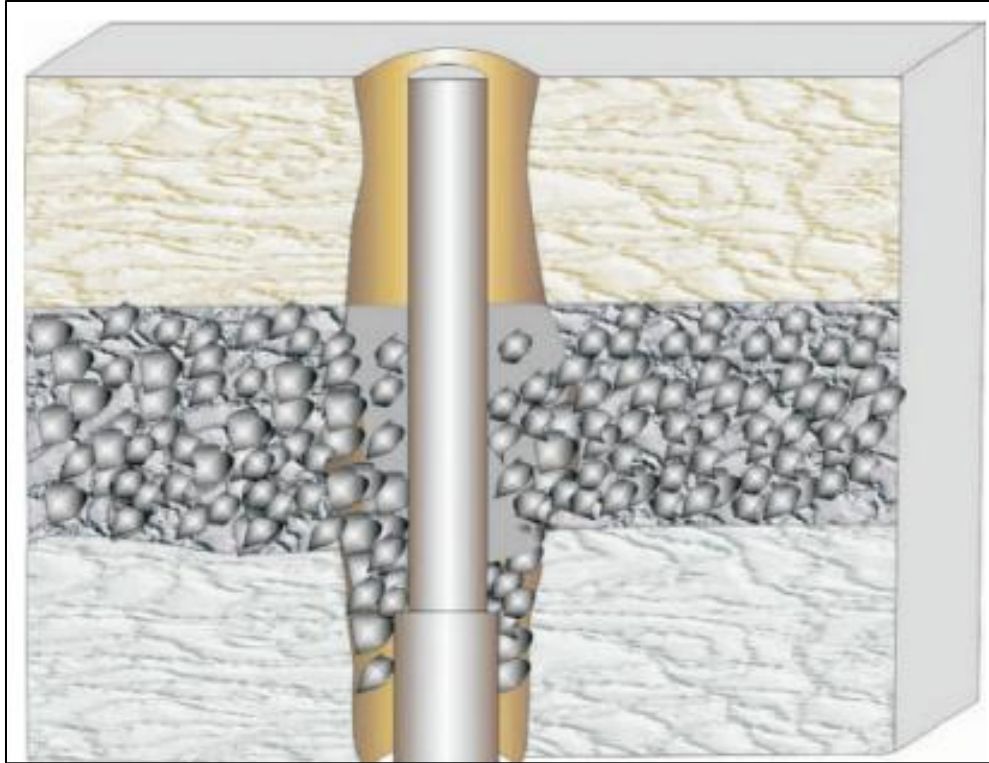


Fig. 2.1.2.4.2 Inestabilidad en Formación Deleznable. Tomado de: Hossain M.E. et. al. (2018). Drilling Engineering Problems and Solutions. Scrivener Publishing.

2.1.3 Factores Controlables

Los factores controlables están vinculados a la estabilidad mecánica y/o química del pozo. Debido a la composición química del fluido y las propiedades físicas de la formación, es necesario ajustar el lodo para que sea compatible con la formación y no haya reactividad, principalmente con litologías de lutitas.

El lodo debe diseñarse para ser compatible con la formación y desempeñar funciones de acarreo de recortes, enfriamiento de la barrena, transmitir potencia mecánica al BHA, estabilizar geopresiones para mantener la integridad del pozo. (Hossain, 2018)

Inestabilidad de la Formación

2.1.3.1 Densidad del Lodo

La integridad de la formación está directamente influenciada por un diseño óptimo del lodo de perforación, el cual depende de manera integral de la litología estratigráfica y la profundidad del pozo. La densidad del lodo, un parámetro crítico en este diseño se representa gráficamente dentro de la ventana operativa. En este contexto, se identifican dos límites fundamentales: el límite inferior, donde una densidad insuficiente puede causar fallas por compresión en la formación, y el límite superior, donde una densidad excesiva puede inducir fracturas. El intervalo que comprende estos límites se conoce como la ventana de peso del lodo, siendo este un elemento esencial para garantizar la estabilidad del pozo durante las operaciones de perforación. (Hossain, 2018)

La presión del ejercida por el fluido durante la perforación, estimulación, o producción de un pozo, determinará la presión en la pared de la formación.

Otro factor por considerar es el enjarre que produce el lodo, debido a que las altas densidades de lodo o las presiones del fondo del pozo no siempre evitan la inestabilidad de la formación. En ausencia de un enjarre eficiente, como en formaciones fracturadas, un aumento en la presión del fondo del pozo puede ser perjudicial para la estabilidad y puede comprometer otros criterios, por ejemplo, daño en la formación, riesgo de atrapamiento diferencial, propiedades del lodo o sistema hidráulico. (Hossain, 2018)

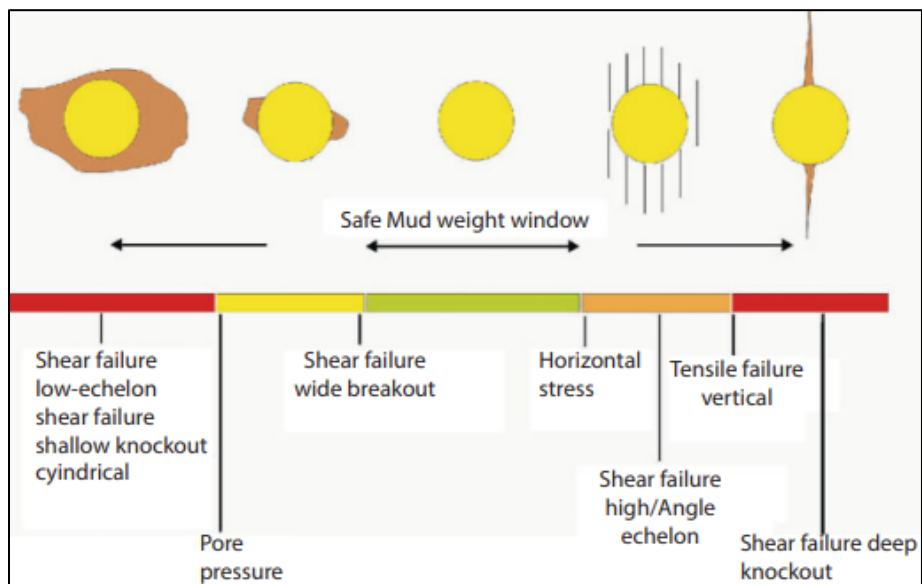


Fig. 2.1.3.1.1 Ventana de Peso del Lodo. Tomado de: Hossain M.E. et. al. (2018). *Drilling Engineering Problems and Solutions*. Scrivener Publishing

Inestabilidad de la Formación

El pozo puede colapsar debido a que la densidad del lodo no equilibra la presión de formación.

El lodo no es capaz de mantener la integridad estructural del agujero. (Azar, 2007)

Los problemas que pueden ocurrir en este escenario son:

- ☉ Pegadura de tubería
- ☉ Pérdida del pozo.

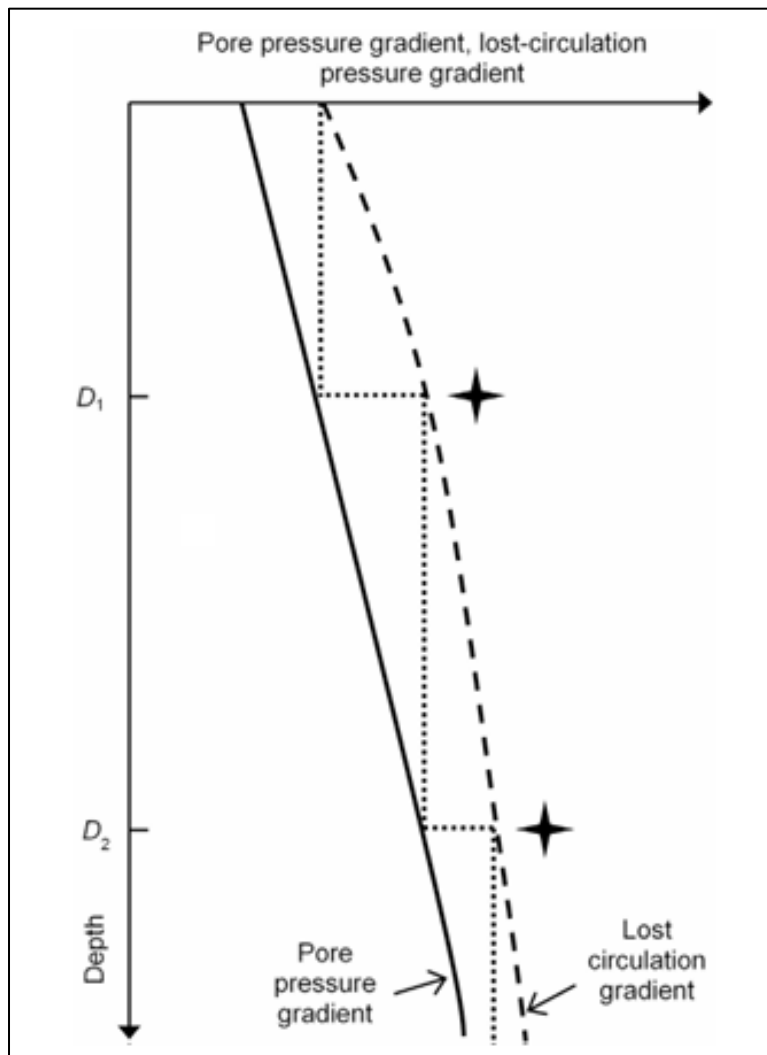


Fig. 2.1.3.1.2 Ventana Operativa. Tomado de: Lavrov, A. (2016). *Lost Circulation: Mechanisms and Solutions*. Gulf Professional Publishing.

Inestabilidad de la Formación

2.1.3.2 Ángulo de Inclinación del Pozo

La inclinación angular y azimut del pozo, son factores que pueden producir inestabilidad durante la perforación. La trayectoria del pozo se puede optimizar en función del análisis de los efectos del ángulo de inclinación y azimut del pozo.

La influencia del parámetro de desviación del pozo sobre la ventana operativa es un área definida por las curvas (gradientes) de presión de poro y fractura, las cuales ayudan a definir la densidad del lodo de perforación, por lo que su diseño óptimo garantiza la integridad mecánica del pozo.

La ventana de lodo segura de los pozos verticales y horizontales, para los cuales la ventana de peso de lodo se expande gradualmente con el aumento de la profundidad de perforación.

Retos como perforación en aguas profundas, áreas de influencia tectónica, yacimientos depresionados, pozos de alto ángulo y de alcance extendido, son susceptibles de presentar problemáticas debido a que las ventanas de operación en el perfil de geopresiones y el comportamiento geomecánico son más estrechas.

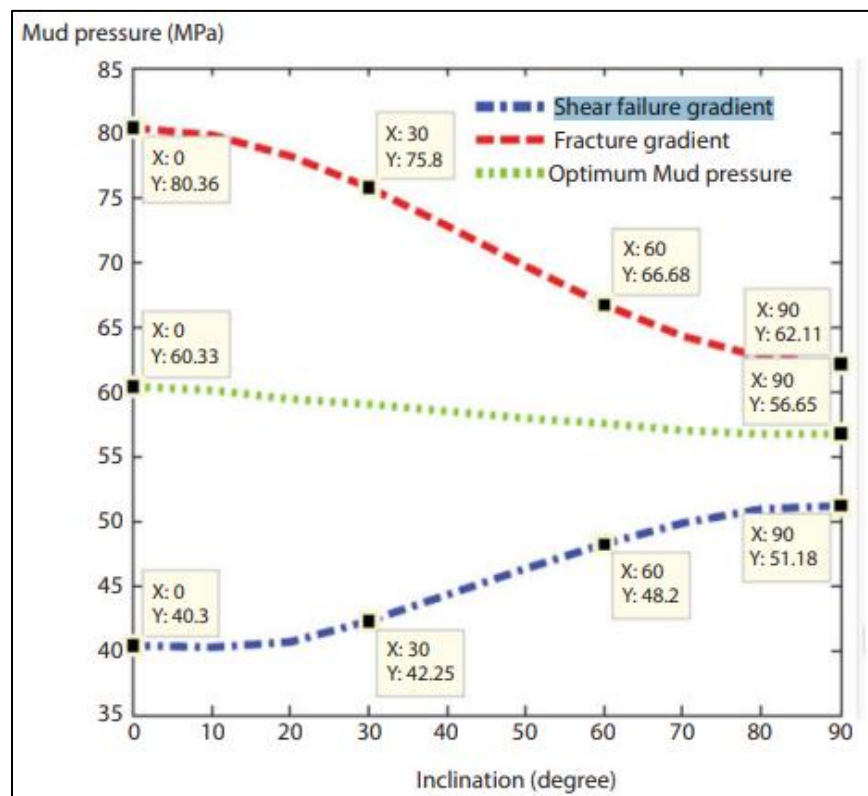


Fig. 2.1.3.2.1 Ventana de Peso del Lodo en Función de la Inclinación del Pozo. Tomado de: Hossain M.E. et. al. (2018). *Drilling Engineering Problems and Solutions*. Scrivener Publishing

Inestabilidad de la Formación

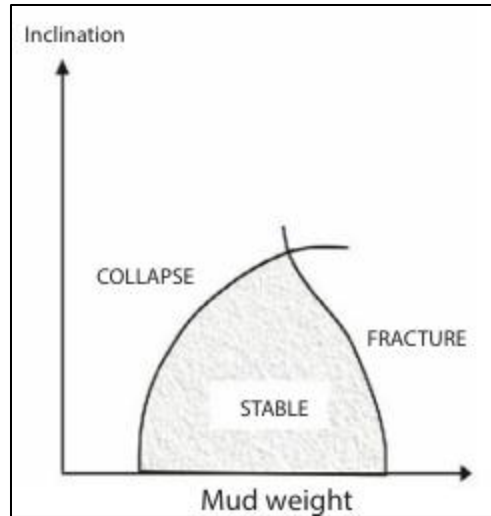


Fig. 2.1.3.2.2 Influencia de la inclinación del pozo sobre la ventana de operación. Tomado de: Hossain M.E. et. al. (2018). *Drilling Engineering Problems and Solutions*. Scrivener Publishing

2.1.3.3 Interacción Roca-Fluido

El sistema de circulación opera bombeando el lodo de perforación, cuyo propósito esencial es cumplir con diversos objetivos, por ejemplo:

- ☉ Acarreo de recortes.
- ☉ Crear presión hidrostática que asegure el equilibrio de presiones de formación.
- ☉ Enfriamiento, lubricación, y transmisión de torque a la barrena.
- ☉ Mantener la integridad de las paredes del pozo.

Existen varias teorías que explican el comportamiento de las rocas durante el proceso de perforación, pero la de mayor aceptación plantea que las arcillas y específicamente, las esmectitas, modifican sus características mecánicas a causa de la interacción fisicoquímica con disoluciones acuosas y dicho comportamiento se adjudica a su elevado potencial de hinchamiento por efecto de la hidratación. (de Armas, 2013)

A menudo, ocurren eventos no deseados a causa de la interacción roca-fluido. Este proceso es causante de eventos adversos. La presencia de minerales arcillosos con características de expansión hidratación producen efectos de inestabilidad, se produce una disminución del diámetro del pozo con pegaduras de tuberías, derrumbe, y erosión de las paredes del pozo, y torques grandes.

Inestabilidad de la Formación

Estos fenómenos de interacción roca-fluido derivan en el aprisionamiento de herramientas, inhibición de las propiedades reológicas del fluido, pegadura de material arcilloso sobre la barrena que impide un avance óptimo en la penetración. Estos riesgos asociados conducen a pérdida parcial o total del pozo, pegadura de tubería, avance lento en la perforación acompañado de cuestiones económicas desfavorables. (de Armas, 2013)

Aunque numerosas acciones de investigación referentes al tema expliquen mecanismos de interacción y se diseñen métodos que minimicen sus efectos indeseables, el problema aún persiste y anualmente, le cuesta a la actividad petrolera cerca de 1,3 mil millones de USD. (Tare, 2002)

Las rocas de formaciones geológicas, que sirven de sello a los yacimientos petroleros, se componen de forma preferente por minerales arcillosos junto a otros minerales como feldespatos, cuarzo y caliza. Las arcillas con gran porosidad y baja permeabilidad manifiestan elevados potenciales de reactividad frente a los fluidos de perforación de base acuosa. (de Armas, 2013)

Desde el punto de vista químico, las arcillas son aluminosilicatos hidratados, pertenecen al grupo de minerales de silicato. En su mayoría pertenecen a la subclase de filosilicatos, (silicatos en forma de hoja). Presentan estructura estratificada, en láminas o estratos.

La diversidad de minerales arcillosos no depende solo de los aspectos señalados, sino también, de la variedad que resulta de las sustituciones isomórficas dentro de un mismo grupo. Por ejemplo, átomos de aluminio que forman los grupos $(AlO_6)^{-9}$ de coordinación octaédrica se sustituyen por átomos de menor estado de oxidación como el Mg^{2+} o por átomos de mayor estado de oxidación como el Si^{4+} . Dichas sustituciones conducen a la presencia de cargas en las arcillas y, por tanto, al comportamiento electroquímico complejo que manifiestan y que es responsable de la reactividad que poseen, aspecto importante en los problemas de inestabilidad. Los cationes presentes en el fluido de perforación se enlazan a las arcillas y neutralizan el exceso de carga. (de Armas, 2013)

El mecanismo de hidratación de las arcillas se debe a, las moléculas de agua adsorbidas sobre las superficies basales del cristal forman varias capas sucesivas con ordenamiento hexagonal, igual a la estructura cristalina de la arcilla. La acción ocurre inicialmente con la adsorción de un estrato monomolecular de agua por los átomos de oxígeno de ordenamiento hexagonal, a través de enlaces de hidrogeno y sucesivamente, se asocian otras capas monomoleculares. (Darley, 1991)

Inestabilidad de la Formación

Se destaca que las propiedades de mayor trascendencia, cuyo control permite que se minimice el efecto de la interacción entre el fluido de perforación y las arcillas de las formaciones geológicas son viscosidad del medio y concentración iónica. La operación con aditivos que permitan el bloqueo mecánico y con fluidos de densidades cercanas a la presión de formación constituyen factores que favorecen que se minimicen los efectos adversos de la interacción roca - fluido. (de Armas, 2013). Los lodos base aceite, polímeros de alto peso molecular, glicoles, y sales de calcio se utilizan para inhibir la hidratación de arcilla. (Guarachi, 2021)

Las formaciones reactivas son formaciones que están compuestas principalmente por montmorillonita y lutitas bentónicas.

Las arcillas dentro de las lutitas absorben el agua del lodo y caen o se hinchan en el pozo. Durante las operaciones de perforación, la sarta puede atascarse en la sección hinchada del pozo.

El problema es más prominente si se utilizan lodos a base de agua. El problema de la hinchazón también puede ocurrir durante la perforación con lodos a base de petróleo si la salinidad de la formación es mayor que la salinidad del lodo. (Draskovic, 2017)

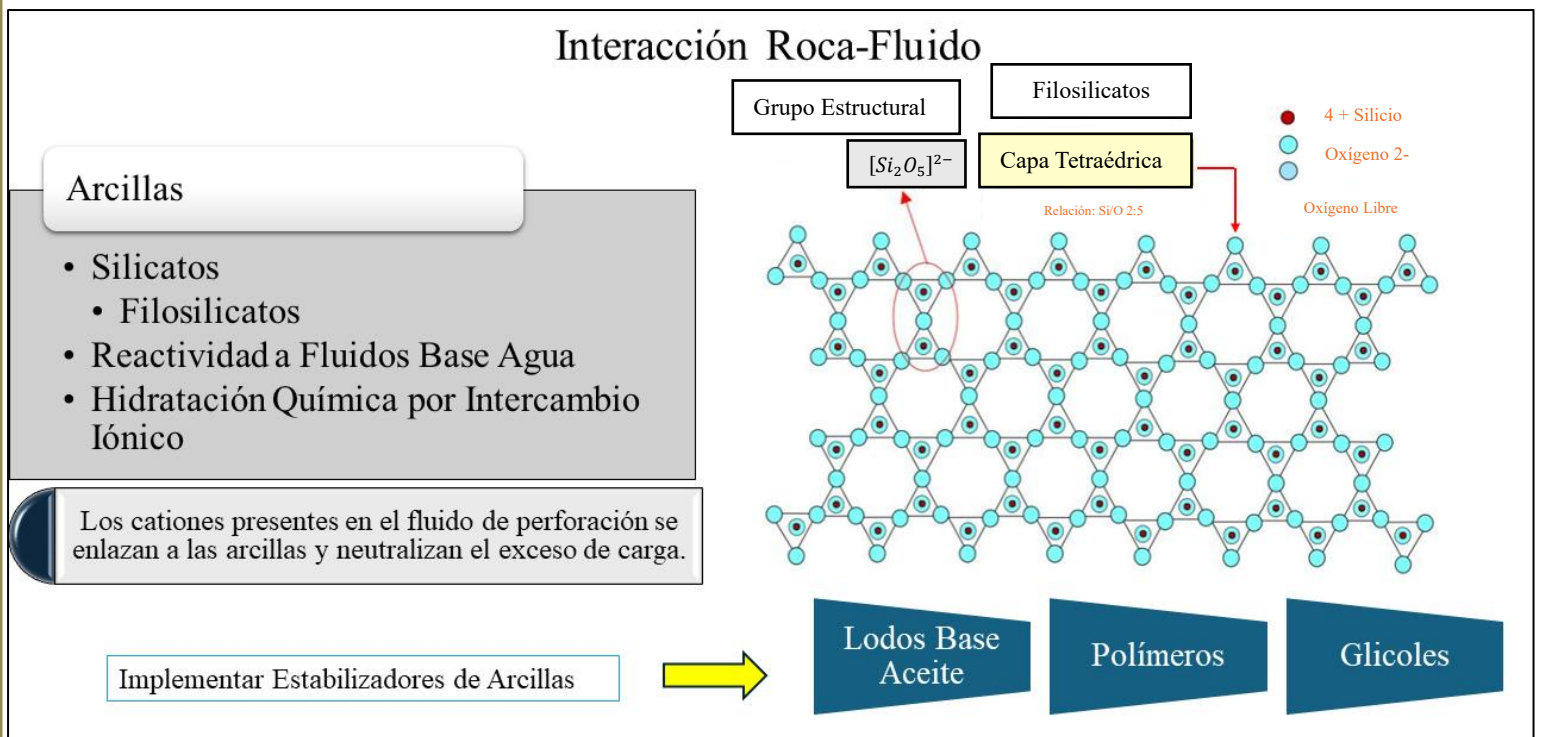


Fig. 2.1.3.3.1 Estructura geométrica de hinchamiento de arcilla. Modificado de: Lasarte, T. (2022). Filosilicatos. Recuperado de <https://www.yumpu.com/es/document/read/14583077/filosilicatos-si-o-si-o-tomas-lasarte>

2.2 Pérdida de Circulación

Durante la perforación de pozos, fluidos de perforación son bombeados a la formación a través de la barrena con el fin de garantizar seguridad en las operaciones mediante la estabilización de presiones, remoción de recortes, enfriamiento y lubricación de la barrena.

La selección correcta, las propiedades y la calidad del lodo están directamente relacionadas con algunos de los problemas de perforación más comunes, como la velocidad de penetración, atrapamiento de tubería, y pérdida de circulación, entre otros. (Hossain, 2018)

La pérdida de circulación es el problema más común en las operaciones de perforación, se define como la pérdida total o parcial del lodo de perforación durante la perforación, circulación o revestimiento de tubería hacia una zona ladrona. (Rabia, 1985)

En la pérdida parcial de circulación, el lodo continúa fluyendo a la superficie con algunas pérdidas hacia la formación. En la pérdida total, todo el lodo se filtra a la formación y no hay retorno a superficie de este. (Azar, 2007)

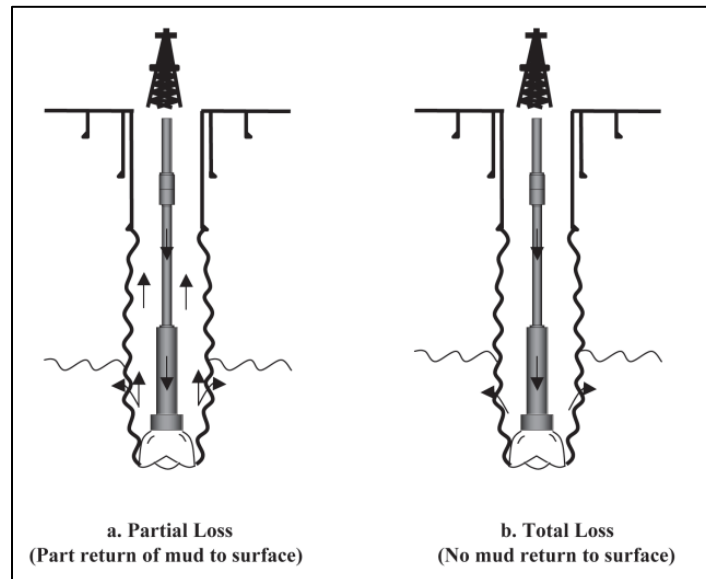


Fig. 2.2.1 Pérdida de Circulación Parcial y Total. Tomado de: Azar, J. J., & Samuel, G. R. (2007). Drilling Engineering. PennWell Corp

En palabras de (Rabia, 1985) la pérdida de circulación ocurre cuando la presión hidrostática del lodo excede el gradiente de fractura de la formación, esto ocasiona fracturas por las cuales se filtrará el lodo. Para que el lodo comience a filtrarse, el diámetro de abertura de poro de fracutras

Pérdida de Circulación

naturales, fisuras o vórgulos, debe ser mayor que el tamaño de partícula del lodo. En términos técnicos, el diámetro de abertura puede causar pérdida de circulación es del rango 0.1-1.00 [mm].

El problema de la pérdida de circulación es prácticamente imposible de prevenir, sin embargo, la toma de decisiones mediante el análisis comparativo conduce a gestionar este problema; el fallo en su contención aumenta significativamente los costos operativos, incluso al punto de hacer inviable el desarrollo del proyecto.

La industria gasta millones de dólares por año en combatir la pérdida de circulación y los percances que ocasiona, por ejemplo, tiempos no productivos, atrapamiento de tubería, reventones, y frecuentemente, abandono de pozos inviablemente económicos. (Hossain, 2018)

Existen cuatro determinantes principales que propician la aparición de este problema:

- ~ Formaciones vugulares o cavernosas
- ~ Zonas no consolidadas
- ~ Zonas de alta permeabilidad
- ~ Formaciones fracturadas natural o artificialmente

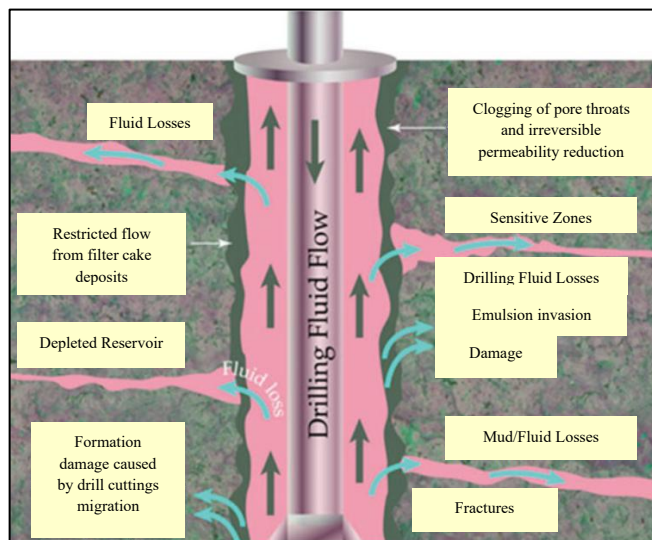


Fig. 2.2.2 Zonas de pérdida de circulación. *Pérdida de Circulación. Modificado de: Hossain M.E. et. al. (2018). Drilling Engineering Problems and Solutions. Scrivener Publishing*

Pérdida de Circulación

El grado de pérdida de circulación puede clasificarse de acuerdo con la severidad de gasto perdido.

Clasificación Pérdida de Circulación	Gasto Perdido [bbl/hr] Lodos Base Agua	Gasto Perdido [bbl/hr] Lodos Base Aceite
Filtración	< 25	< 10
Parcial	25-100	10-30
Severa	> 100	> 30
Total	No Retorno a Superficie	No Retorno a Superficie

Tabla 2.2.1 Clasificación de Pérdida de Circulación, Lavrov, A. (2016). *Lost Circulation Mechanism and Solutions*. Elsevier

Las pérdidas por filtración son comunes en rocas de alta porosidad y permeabilidad, como la arenisca. Las pérdidas parciales son comunes en la arena o grava no consolidada. También pueden asociarse a fracturas estrechas (naturales o inducidas). Las pérdidas severas también son comunes en la arena o grava no consolidada. También pueden asociarse a fracturas más amplias (naturales o inducidas). Las pérdidas totales a menudo se asocian con formaciones vulgares o cavernosas, rocas muy fracturadas o sistemas de fractura con grandes aberturas de fractura. (Lavrov, 2016)

2.2.1 Mecanismos de Pérdida de Circulación

Las pérdidas de circulación pueden ser definidas como el flujo no controlado de fluido de perforación hacia la formación. Por lo general, las pérdidas de circulación tienen un patrón de incremento progresivo. De acuerdo con las causas de origen se clasifican en inducidas, parciales intermitentes y naturales.

Las pérdidas de circulación inducidas son generadas por el fracturamiento hidráulico de la roca ya altas densidades equivalentes de circulación, esto genera espacios por los cuales el fluido se introduce a la formación.

Las pérdidas de circulación por causas naturales se presentan en formaciones con alta permeabilidad y porosidad en la matriz fracturada, zonas cavernosas y vulgares.

En la mayoría de los casos, la pérdida de circulación se presenta cuando:

- ☉ La densidad equivalente de circulación excede el gradiente de fractura en un punto del intervalo.
- ☉ Ritmos de penetración elevados.
- ☉ Deficiente limpieza del pozo.

Pérdida de Circulación

- ☉ Introducción acelerada de la tubería (pistoneo), principalmente en arenas y lutitas.

En muchos casos, puede evitarse manteniendo prácticas adecuadas, por ejemplo:

- ☉ Mantener al mínimo la densidad equivalente de circulación, tomando en cuenta los factores de concentración de recortes en el espacio anular, selección del gasto de bombeo en función de la velocidad de penetración, ángulo del pozo, propiedades reológicas.
- ☉ Prevenir cambios bruscos de presión en el pozo; es recomendable iniciar el bombeo de manera lenta y progresiva
- ☉ Calcular la velocidad de introducción de tubería que genere un impacto hidráulico menor al gradiente de fractura.

2.2.2 Identificación de Zonas de Pérdida

En teoría, la mejor forma de evitar este problema es evadir las zonas de potenciales filtraciones, sin embargo, en la práctica resulta improbable.

La recopilación de información de geociencias facilita la toma de decisiones para abordar el programa de perforación con la menor incertidumbre para evitar estas zonas, sin embargo, la heterogeneidad de la formación vuelve poco probable esta tarea.

El análisis litológico de horizontes estratigráficos soporta la identificación de zonas propensas a la pérdida de circulación (zonas de alta permeabilidad, naturalmente fracturadas, o vugulares). (Lavrov, 2016)

Para combatir las pérdidas de circulación más severas es necesario establecer su ubicación para su solución. Se detallan principalmente dos técnicas, parámetros de temperatura, y estudio de trazas radiactivas.

2.2.2.1 Parámetro de Temperatura

Consiste en realizar un registro de gradiente de temperatura para establecer el parámetro base bajo condiciones estáticas. Posterior, lodo a una temperatura más fría es bombeado para registrar la medición en función de la profundidad. El efecto del lodo frío provoca una medición inferior

Pérdida de Circulación

respecto a la anterior en la zona donde el lodo se pierde; por debajo de la zona de pérdida, la temperatura del lodo tiende a incrementar. (Rabia, 1985)

Por lo anterior, la nueva temperatura registrada es anómala a lo largo de la zona ladrona. La ubicación de la zona de pérdida de circulación puede ser determinada a través de la comparación del registro de temperatura de lodo.

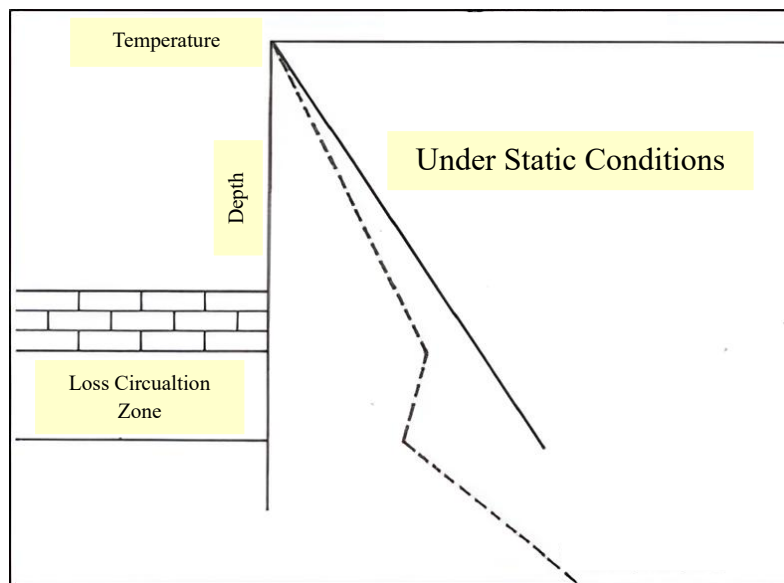


Fig. 2.2.2.1.1 Principio de Registro de Temperatura. Tomado de: Rabia, H. (1985). *Oilwell drilling engineering: Principles and practice*. Graham & Trotman

2.2.2.2 Análisis de Trazas Radiactivas

Inicialmente, se realiza un registro de rayos gamma para determinar la radiactividad estándar fuera de la formación en el pozo, lo cual sirve como referencia para futuras comparaciones. Posteriormente, se introduce una cantidad controlada de sustancia radiactiva en el pozo, específicamente en el área de la zona de pérdida. Tras esto, se lleva a cabo un segundo registro de rayos gamma y se compara con el registro inicial. La ubicación del punto donde se pierde la circulación se identifica por una reducción en la radiactividad del segundo registro, indicando que la sustancia radiactiva ha sido absorbida por la formación. (Rabia, 1985)

2.2.3 Formaciones No Consolidadas

La alta permeabilidad de ciertas formaciones representa un desafío significativo para la estabilidad del pozo, ya que impide la creación de una barrera impermeable capaz de contener el fluido de perforación. Como resultado, las pérdidas de lodo pueden manifestarse de inmediato al penetrar en la formación, dificultando el control del proceso y afectando la eficiencia operativa. Diversos factores pueden agravar esta situación, incluidos una densidad excesiva del lodo, viscosidad insuficiente, alta pérdida de agua debido a un bajo contenido de sólidos en la mezcla y un incremento descontrolado de las presiones. (Devereux, 1998)

Para mitigar estos problemas y optimizar la estabilidad del pozo, se recomienda la implementación de diversas estrategias. Entre ellas, la adición de sólidos como bentonita, cemento o polímeros para modificar la reología del fluido, evitando el uso de barita para no incrementar innecesariamente la densidad. Asimismo, es aconsejable reducir la densidad del lodo siempre que sea viable mediante disolución, maximizando la capacidad de control de sólidos. Otras medidas incluyen el incremento del gasto de circulación, la perforación a ritmo controlado para disminuir la carga en el espacio anular, y el uso de materiales de pérdida de circulación en el fluido. En algunos casos, los fluidos a base de espuma pueden ser una alternativa viable. Finalmente, como última instancia, pueden emplearse tapones de barita, bentonita, aceite, diésel o cemento para estabilizar la zona de pérdida.

2.2.4 Formaciones Fracturadas o Cavernosas

Es probable que las pérdidas comiencen tan pronto como se penetre en la formación, a menos que se produzcan fracturas creadas durante la perforación. Cuando este evento adverso surge, se recomienda perforar con espuma. Otra opción es inyectar de grandes volúmenes de cemento. Esto ha tenido éxito en el campo, pero requiere una planificación cuidadosa y supervisión. (Devereux, 1998)

Diversos factores contribuyen a la pérdida de circulación, por ejemplo, sobrecarga de recortes en el espacio anular, alta densidad equivalente de circulación, excesiva densidad de lodo, viscosidad baja del lodo, alta pérdida de agua y bajo volumen de sólidos para permear la formación, cierre de pozo después de un brote. (Devereux, 2018)

Pérdida de Circulación

Cuando las condiciones de la formación desencadenan este suceso, se recomienda implementar las siguientes operaciones.

- ☞ Disminuir el gasto para reducir la densidad equivalente de circulación, y controlar la perforación para ajustar los parámetros de recortes en el espacio anular.
- ☞ Reducir la densidad del lodo mediante disolución o añadiendo sólidos.
- ☞ Bombear 100 (bbl) de material de pérdida de circulación en las zonas ladronas y observar el comportamiento del pozo. Cuando el pozo se estabilice, cortar la circulación cuidadosamente, reanudar la perforación.
- ☞ Agregar sólidos de pérdida de circulación para incrementar las propiedades de enjarre del lodo.

En la siguiente tabla se establecen las principales características para diagnosticar el mecanismo de pérdida de circulación.

Mecanismo de Pérdida de Circulación	Signos de Pérdida
Formación Altamente Porosa	<ul style="list-style-type: none">• Pérdida Gradual• El gasto de pérdida de flujo aumenta gradualmente y luego puede disminuir gradualmente a medida que se acumula el enjarre en la pared del pozo
Formación Vugular	<ul style="list-style-type: none">• Pérdidas comienzan repentinamente• Pérdidas graves o totales• Imposible de contener con Materiales de Pérdida de Circulación

Pérdida de Circulación

	<ul style="list-style-type: none">• Pérdidas en tipos específicos de formaciones, por ejemplo, carbonatos
Fracturas Naturales	<ul style="list-style-type: none">• Las pérdidas comienzan repentinamente
Fracturas Inducidas	<ul style="list-style-type: none">• Pérdidas frecuentemente acompañadas cambios repentinos de presión

Tabla 2.2.3.2.1. Mecanismos y Diagnóstico de Pérdida de Circulación, modificado de Lavrov, A. (2016). *Lost Circulation Mechanism and Solutions*. Elsevier

2.2.5 Prevención de la Pérdida de Circulación

La planeación del pozo debe estar dirigida en evadir potenciales zonas problemáticas con el fin de prevenir este percance. Prevenir es más fácil que solventar este problema. (Lavrov, 2016)

Como se estableció previamente, la solución total de este problema no es posible, sin embargo, para mitigar sus estragos se pueden aplicar las siguientes técnicas:

- ☞ Mantener un adecuado peso de lodo de perforación.
- ☞ Mantener una adecuada limpieza de pozo y evitar restricciones en el espacio anular.
- ☞ Revestimiento para resguardar formaciones no consolidadas en zonas de transición.
- ☞ Actualización de datos durante la perforación de gradientes de presión de poro y fractura.
- ☞ Si se prevén zonas de pérdida de circulación, implementar estrategias preventivas previo a la perforación diseñando un lodo con materiales de pérdida de circulación.

Pérdida de Circulación

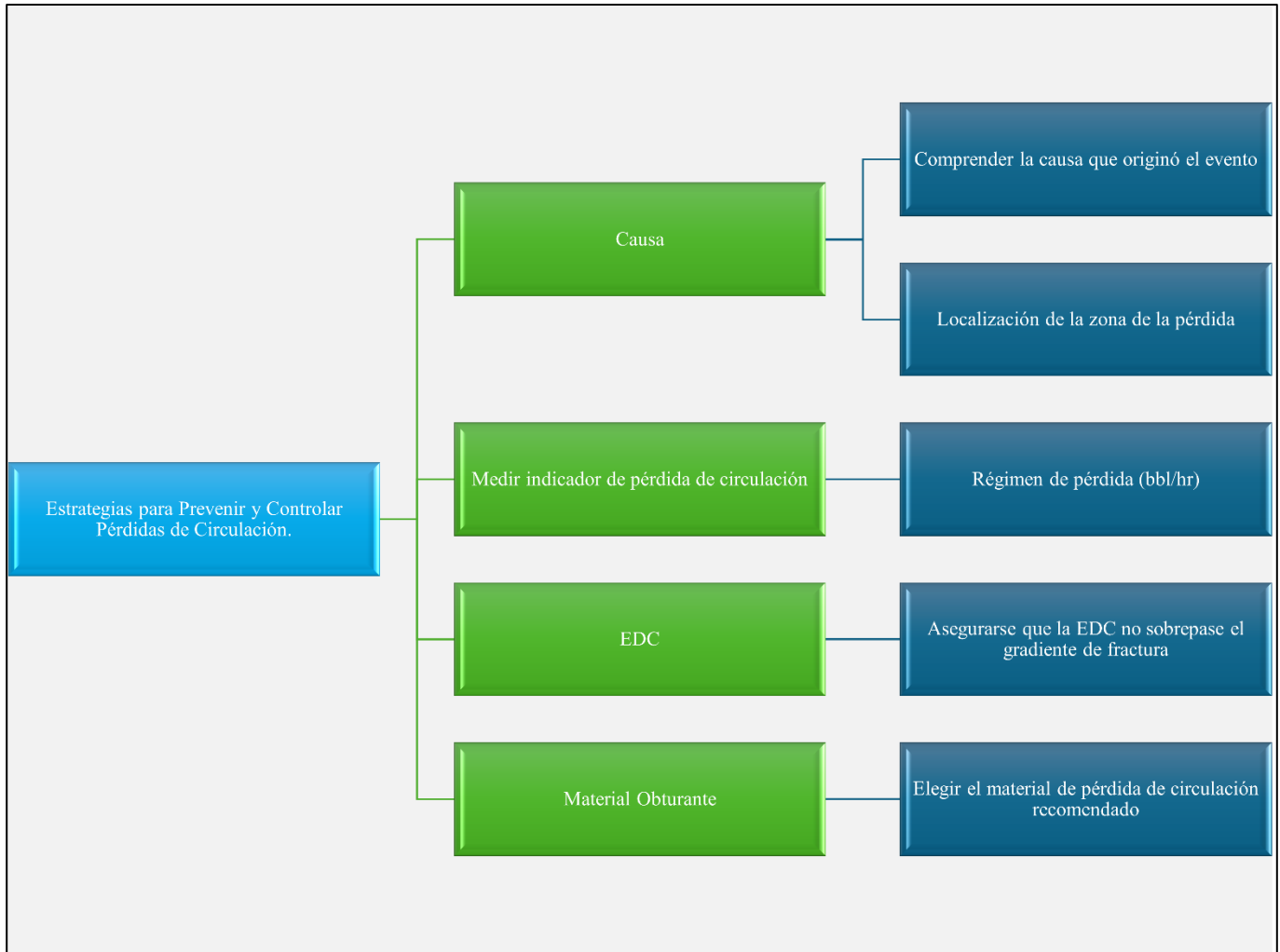


Fig. 2.2.4.1 Estrategias para Solucionar Pérdidas de Circulación. Pemex. 2008. Guía para Control de Pérdida de Circulación.

2.2.6 Remediación de Pérdida de Circulación

Las pérdidas de circulación no siempre pueden prevenirse completamente, pero en la mayoría de los casos se pueden mitigar con una adecuada planeación. Para lograr esto, la secuencia geológica y el perfil de geopresiones deben ser estudiados y comprendidos para diseñar el programa de asentamiento de tuberías de revestimiento y de densidades del fluido de perforación. Una vez que han comenzado las pérdidas, una forma común de lidiar con el problema es crear un sello que reduzca la permeabilidad en la zona ladrona. Esto reducirá las pérdidas de lodo para que la perforación pueda continuar. El sello se puede crear, por ejemplo, inyectando un material ajustable o una mezcla de partículas y fluidos en la formación.

Cuando se han producido pérdidas, conocer la ubicación de la zona de pérdida es importante para implementar el tratamiento; un tratamiento efectivo depende entre otros factores, tamaño de la fractura, permeabilidad, y porosidad de la formación. Una zona de pérdidas previamente sellada puede reabrirse y causar pérdidas. Esto conduce a un rendimiento inconsistente de los tratamientos en diferentes formaciones y es una de las razones por las que aún no se ha encontrado una solución definitiva contra la pérdida de circulación. (Lavrov, 2016). El primer objetivo de los LCM (materiales de pérdida de circulación) es sellar, puentear o rellenar las fracturas una vez que una pérdida de circulación se ha presentado y su objetivo final es detener la propagación de las fracturas e incrementar la presión máxima que el pozo puede soportar para evitar que se presente otro escenario de pérdida (Feng, Y., 2017).

Los materiales comunes de pérdida de circulación que se mezclan con el lodo para sellar las zonas de pérdida se pueden agrupar como fibrosos, escamas, granulares o combinación de los tres. Para zonas de pérdida baja a moderada, es recomendable utilizar estos materiales en grados gruesos, medios y finos. En el caso de zonas de circulación con graves pérdidas, es obligatorio el uso de varios taponos para sellar la zona.

En la industria, se emplean varios tipos de obturantes, por ejemplo, mezcla de bentonita-aceite diesel, mezcla de cemento-bentonita-aceite diesel, cemento y barita. (Azar, 2007)

Pérdida de Circulación

Los obturantes son una mezcla de tamaños de partículas que deben ser medidos para clasificarse como fino, medio, grueso, y extragrueso. Estas partículas son clasificadas utilizando diferentes tipos de mallas o con equipos ópticos con rayos láser que permiten conocer la distribución del tamaño promedio de partículas. Generalmente la distribución se define por medio de los percentiles D10, D50, y D90. La clasificación de los obturantes fino, medio, grueso, y extragrueso está basado en el percentil D90.

Grado	D90 (micras)	Medida
Fino	< 75	Por lo menos el 90 % pasan la malla 200
Medio	75 - 250	90 % pasan la malla de 60-200
Grueso	>250 – 1000	90% pasan las mallas de 19-60
Extra Grueso	> 1000	Por lo menos el 90% pasan la malla 18

Tabla 2.2.5.1 Clasificación de Obturantes de acuerdo con el Tamaño de Partícula. Pemex. 2008. Guía para Control de Pérdida de Circulación.

Para poder sistematizar y monitorear los índices de pérdida, es conveniente, definir los diferentes tipos de acuerdo con el régimen de fluido perdido en la formación, expresado en (m^3/h).

Este índice permite clasificar las pérdidas como filtración, parcial, severa y total. El indicador de pérdidas de circulación es de suma importancia para el tratamiento preventivo en caso de obtener información de pozos de correlación

Pérdida de Circulación

Tipo de Pérdida	Régimen de Pérdida (m^3/h)	Granulometría Recomendada
Filtración	< 1.6	Fino y Medio
Parcial	1.6 – 4.7	Medio y Grueso
Severa	4.8 – 16	Grueso y Extragrueso
Total	>16	Extragrueso

Tabla 2.2.5.2 Clasificación de Pérdida de Circulación en Función del Régimen. Pemex. 2008. Guía para Control de Pérdida de Circulación.

El problema de pérdida de circulación es un evento recurrente a lo largo del desarrollo de proyectos de perforación, este fenómeno posiblemente carezca de solución definitiva para evitar su recurrencia en las operaciones, sin embargo, una correcta gestión, monitoreo, seguimiento, y evaluación de las actividades facilita el proceso de prevención y remediación.

El proceso de control de pérdida de circulación debe ser sistemático y evaluar el programa del pozo en cada una de las etapas y formaciones. El programa de fluidos, sus propiedades y el asentamiento de tuberías debe ser evaluado con el propósito de disminuir el riesgo en las operaciones, proponiendo acciones preventivas y correctivas. (Pemex, 2008)

El siguiente diagrama señala la toma de decisiones en caso de pérdida de circulación en función del volumen de fluido perdido.

Pérdida de Circulación

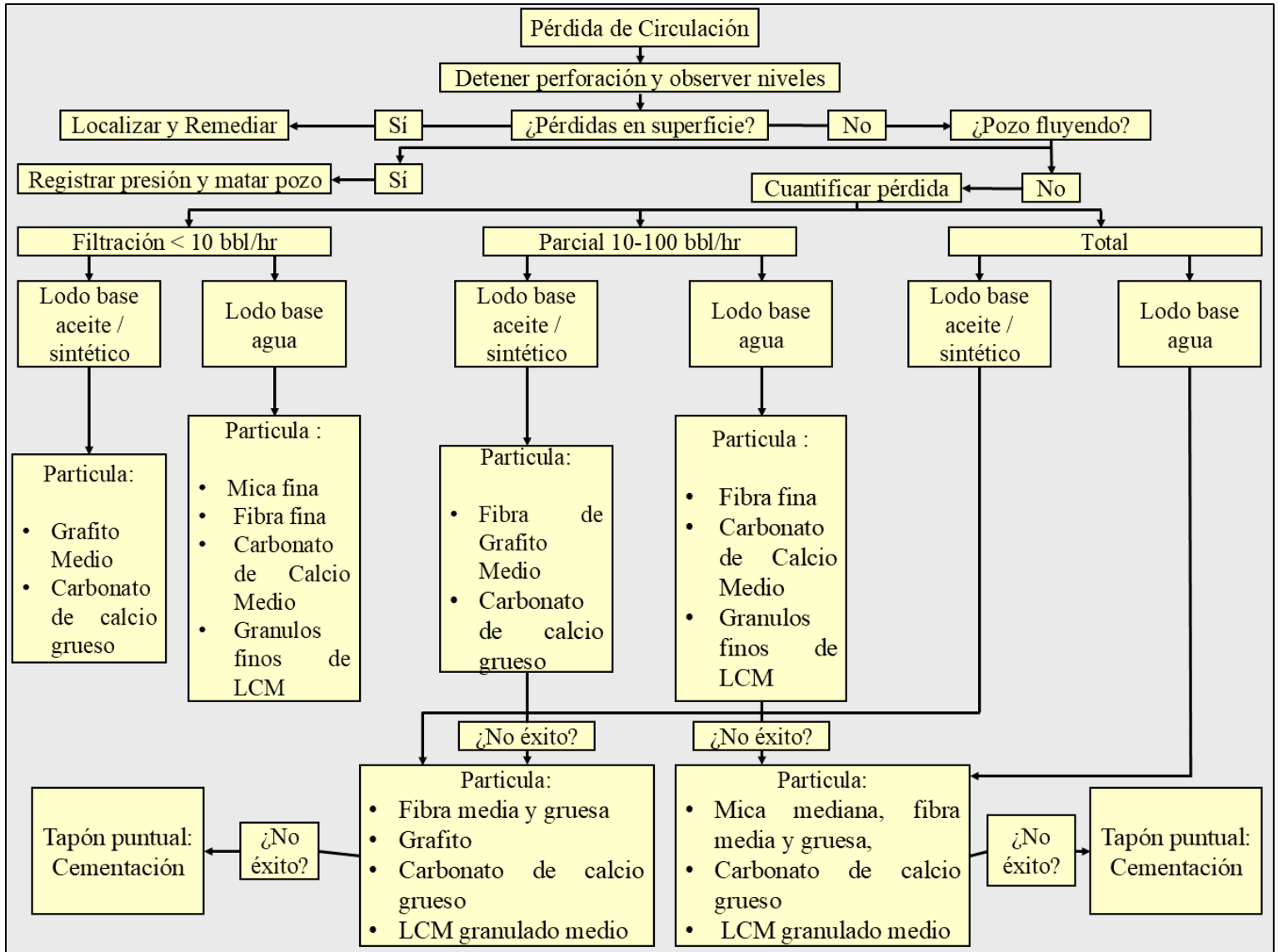


Fig 2.2.5.3. Árbol de decisión para remediar pérdidas de circulación, modificado de: Hossain M.E. et. al. (2018). *Drilling Engineering Problems and Solutions*. Scrivener Publishing

2.3 Atrapamiento de Tubería

En actividades de perforación, se considera tubería atrapada cuando esta no puede ser liberada (sacada del agujero) sin exceder el libraje máximo permitido para evitar daño mecánico al sistema de perforación y al ensamble de la sarta. (Azar, 2007)

Los incidentes de atrapamiento de tubería son uno de los principales desafíos operativos de la industria de exploración y producción y los eventos generalmente conducen a una cantidad significativa de tiempo perdido y costos asociados (Isambourg, 1999).

Le cuesta a la industria petrolera entre \$200 y \$500 millones cada año, ocurre en el 15% de los pozos y, en muchos casos, se puede prevenir. La tubería atascada sigue siendo un gran inconveniente operativo que exige atención de toda la industria (Bailey et al., 1991).

Existe una gran cantidad de diferentes mecanismos de atrapamiento de tubería, sin embargo, todos ellos se pueden organizar en una de las siguientes categorías:

- ☞ Atrapamiento por Presión Diferencial
- ☞ Atrapamiento Mecánico

2.3.1 Atrapamiento por Presión Diferencial

El atrapamiento por presión diferencial ocurre cuando la sarta de perforación es atrapada por la diferencia de presión hidrostática y presión de formación. Generalmente sucede en el momento que la presión hidrostática de lodo de perforación excede la presión de poro, la sarta tiende a pegarse a la pared de formación y se adhiere cuando entra en contacto con el enjarre.

Atrapamiento de Tubería

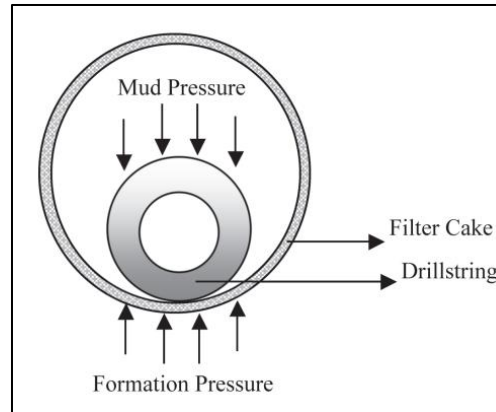


Fig. 2.3.1.1. Pegadura por Presión Diferencial. Tomado de: Azar, J. J., & Samuel, G. R. (2007). *Drilling Engineering*. PennWell Corp

En esta situación, el factor crítico será el intervalo de tiempo en el que la tubería permanecerá estática. A medida que pasa el tiempo, se puede acumular más enjarre de lodo, por lo que el área de contacto aumentará, lo que al mismo tiempo dificultará la liberación de la sarta de perforación.

Si la presión del lodo, ρ_m , que actúa sobre la pared exterior de la tubería es mayor que la presión del fluido de formación, ρ_f , como suele ser el caso, excepto en la perforación bajo balance, entonces se dice que la tubería está atascada diferencialmente. (Azar, 2007)

La diferencia de presión que actúa en la porción de la sarta atrapada adherida al enjarre del lodo puede expresarse.

$$\Delta P = \rho_m - \rho_f \quad \text{Ec. 1}$$

De esta expresión, se deriva la fuerza necesaria de empuje requerida para liberar la sarta. Es necesario considerar el coeficiente de fricción y el área de contacto entre la tubería y la formación.

$$F_{pull} = \mu A_c - \Delta P \quad \text{Ec. 2}$$

El coeficiente de fricción puede variar dependiendo la naturaleza del lodo; para lodos base aceite se aproxima a 0.04, y 0.35 para lodos base agua sin lubricantes añadidos.

El área de contacto, A_c , puede ser expresada en términos de la longitud de arco, Ψ_{arc} , y la longitud del cuerpo de la porción de longitud de tubería, L_{ep} , que está adherida al enjarre del lodo.

De estos términos se deriva la siguiente expresión.

Atrapamiento de Tubería

$$\Psi_{arc} = 2 \sqrt{\left(\frac{D_h}{2}\right) (t_{mc}) - \left(\frac{D_h}{2} - t_{mc} \frac{D_h - t_{mc}}{D_h - D_{op}}\right)^2} \quad \text{Ec.3}$$

Dónde:

D_h es el diámetro del agujero

D_{op} es el diámetro exterior de la tubería

t_{mc} es el espesor del enjarre del lodo

De esta manera, el área de contacto puede expresarse de la siguiente manera.

$$A_c = \Psi_{arc} L_{ep} \quad \text{Ec. 4}$$

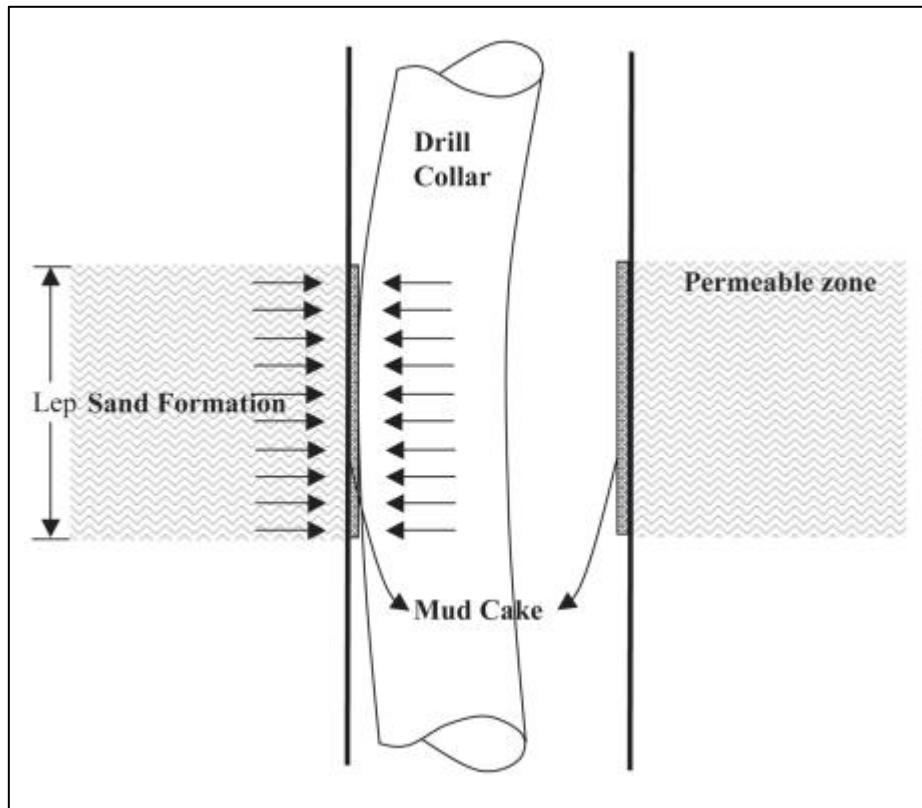


Fig. 2.3.2.2 Atrapamiento de Tubería por Presión Diferencial Mostrando Longitud de Tubería Adherida a la Formación por el Enjarre. Tomado de: Azar, J. J., & Samuel, G. R. (2007). *Drilling Engineering*. PennWell Corp

Las ecuaciones (1-4) demuestran los principales parámetros que influyen en el comportamiento de pegadura de la sarta y el potencial para liberar la sarta, estos parámetros son:

Atrapamiento de Tubería

- ⊗ Alta diferencia de presión innecesaria
- ⊗ Espesor de lechada del lodo (Alta pérdida continua de fluido a la formación)
- ⊗ Ineficiente lubricación del enjarre (Alto coeficiente de fricción)
- ⊗ Excesiva longitud de tubería adherida a la pared del pozo (Gasto de tiempo en liberar la sarta)

Otros parámetros que influyen en el atrapamiento de tubería son:

- ⊗ Diámetro del agujero
- ⊗ Ángulo de desviación del agujero

A pesar de ser factores importantes, estos parámetros están fuera de control.

El estudio, análisis, y monitoreo de estos parámetros permite tener un mejor desempeño para evitar caer en este riesgo asociado a la perforación y optimizar las actividades para asegurar el objetivo técnico-económico del programa de perforación.

Indicadores de Pegadura Diferencial

En el monitoreo de operaciones es vital el estudio de los siguientes parámetros que indican factores de riesgo propicios para el atrapamiento de tubería, principalmente en zonas permeables o zonas de presión abatidas. (Azar, 2007)

- ⊗ Incremento de torque.
- ⊗ Incapacidad para reciprocarse la sarta de perforación y, en algunos casos, dificultad para girarla.
- ⊗ La circulación del fluido de perforación no se interrumpe.

2.3.1.2 Prevención de Pegadura Diferencial

El atrapamiento de tubería por presión diferencial es un tema complejo que depende de múltiples factores técnicos. La prevención de este riesgo asociado a la perforación puede ser evitado desde la planeación del pozo, sin embargo, la heterogeneidad de la formación, comportamiento de herramientas, y fluidos, afectan esta tarea.

De acuerdo con (Azar, 2007), las siguientes recomendaciones pueden mitigar el efecto de este problema:

Atrapamiento de Tubería

- ☯ Mantener la menor pérdida continua de fluido, por ejemplo, controlar el espesor de la torta de lodo.
- ☯ Mantener la menor cantidad de sólidos perforados en el sistema de lodo o, si es económico, eliminar todos los sólidos perforados.
- ☯ Utilice la presión diferencial más baja.
- ☯ Seleccione un sistema de lodo que produzca un bajo coeficiente de fricción.
- ☯ Mantenga la rotación de la sarta de perforación en todo momento.

Como se indicó anteriormente, es posible que los problemas de pegadura por presión diferencial no se prevengan por completo. Por lo tanto, cuando ocurre el problema, las prácticas de campo comunes para liberar la tubería atascada incluyen:

- ☯ Reducción de la presión hidrostática del lodo en el espacio anular.
- ☯ Lubricación con aceite alrededor de la parte atascada de la sarta de perforación.
- ☯ Lavado sobre la tubería atascada.

Algunos de los métodos utilizados para reducir la presión hidrostática en el anillo son:

- ☯ Reducción del peso del lodo por dilución
- ☯ Reducción del peso del lodo mediante gasificación con nitrógeno
- ☯ Colocación de un empacador en el orificio por encima del atascado Punto

2.3.2 Atrapamiento Mecánico de Tubería

La tubería atascada, debido a la adherencia mecánica y la geometría del pozo, puede ser causada por ojos de llave, anomalías en la geometría del pozo, recortes en el espacio anular, y también problemas en la cementación. La forma en que cada uno de estos mecanismos afecta aún más a las operaciones de perforación, se explicará con mayor detalle a continuación.

Los parámetros en el atrapamiento de tubería mecánica son:

- ☯ Extrema acumulación de recortes en el espacio anular.
- ☯ Inestabilidad del agujero, cambio de forma de lutitas, formaciones salinas, colapso del agujero.
- ☯ Ojos de llave

Atrapamiento de Tubería

2.3.2.1 Recortes de Perforación

Los recortes de perforación se pueden definir como un objeto indeseable en el pozo, que no está destinado a estar allí. Por lo general, los recortes ingresan al pozo desde la superficie debido a una mala limpieza en el piso de la plataforma o como resultado de una falla en el equipo de superficie/fondo de pozo. (Draskovic, 2017)

La acumulación excesiva de recortes perforados en el espacio anular debido a una limpieza inadecuada del pozo puede causar la adherencia mecánica de la tubería, particularmente en la perforación de pozos direccionales, en la que puede formarse un lecho de recortes estacionario en el lado inferior del pozo. Si esta condición existe durante el viaje, es muy probable que la tubería se pegue de manera inminente.

Esta es la razón por la que una práctica común en campo circular de abajo hacia arriba varias veces, con la barrena fuera de la parte inferior, para enjuagar cualquier lecho de recortes que pueda estar presente antes de hacer un viaje. Un indicador de acumulación de recortes en el anular es la tendencia al aumento del torque. (Azar, 2007)

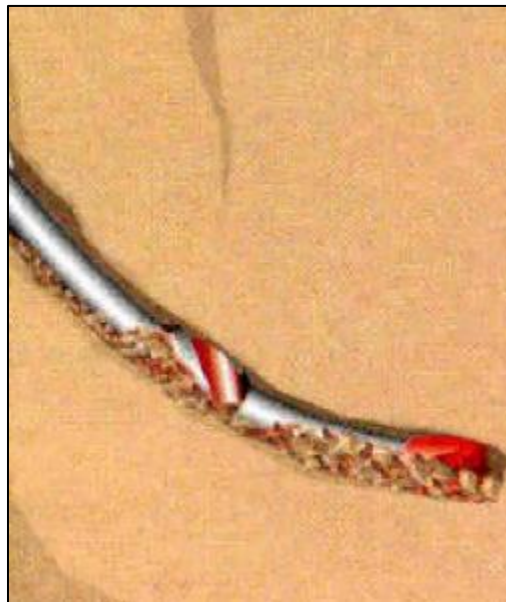


Fig. 2.3.2.1.1 Atrapamiento Mecánico por Recortes de Perforación (SLB, 2016)

Recomendaciones para liberación de sarta por atrapamiento de recortes de perforación

Atrapamiento de Tubería

- ☉ Diseño óptimo del fluido de perforación e hidráulica eficiente para mantener flujo turbulento en el sistema de circulación para transportar eficazmente los recortes.
- ☉ Mantener la rotación de la sarta a velocidad necesaria para remover cualquier recorte pueda aparecer en el fondo del pozo.

2.3.2.2 Ojo de llave

La aplicación de torque a la sarta de perforación genera una distribución de tensiones a lo largo de la columna de perforación, influenciada por el peso de los lastrarbarrenas, la tubería pesada, el motor de fondo y otros componentes del ensamblaje de perforación. Cuando la sarta atraviesa una geometría compleja, como una pata de perro o un trayecto con alta desviación, es inevitable que se produzca contacto con la pared inferior del pozo. La continuidad de la perforación en estas condiciones induce un desgaste progresivo, favoreciendo la formación de una ranura en la superficie interna del pozo, lo que puede derivar en problemas operativos como la restricción del libre movimiento de la sarta y el incremento del torque de rotación. (Draskovic, 2017)

El ojo llave es una de las principales causas de atrapamiento mecánico de la tubería.

Una pata de perro se puede definir como un cambio en el ángulo del agujero debido tanto a la desviación de la vertical como a un cambio en la dirección del agujero. Se expresa en grados por 100 pies de longitud para el sistema de medición inglés, o en grados por 30 metros de longitud de curso para el sistema métrico.

Por lo general, una pata de perro es causada por un cambio en el buzamiento de la formación o por un cambio en el peso aplicado en la barrena. Las patadas des perro severas pueden causar fallas en la tubería de perforación y la incapacidad de llevar la tubería de revestimiento a la profundidad planificada.

En un orificio con pata de perro que contiene formaciones blandas, una junta de herramienta de tubería de perforación puede perforar un orificio adicional o un ojo de llave además del orificio principal creado por la barrena.

Durante la perforación, la tubería de perforación siempre se mantiene en tensión y a medida que pasa a través de una pata de perro, intenta enderezarse, creando fuerza lateral. La fuerza lateral que tiende a empujar la tubería contra la pared que causa erosión mecánica y, por lo tanto, crea un asiento clave viene dada por

Atrapamiento de Tubería

Esta fuerza lateral hace que la unión de la tubería de perforación se hunda en la formación en el arco de pata de perro, creando un nuevo orificio a medida que se gira la sarta de perforación. El nuevo agujero se describe como un "ojo de llave".

$$F_L = T \sin \theta_{dl} \quad \text{Ec. 5}$$

Dónde:

F_L es la fuerza lateral

T es la tensión en la sarta en el punto encima del área de ojo de llave

θ_{dl} es el cambio de ángulo (comúnmente referido ángulo de pata de perro)

Solo se puede formar un ojo de llave si la formación perforada es blanda y el peso que cuelga debajo de la pata de perro es lo suficientemente grande como para crear una fuerza lateral sustancial.

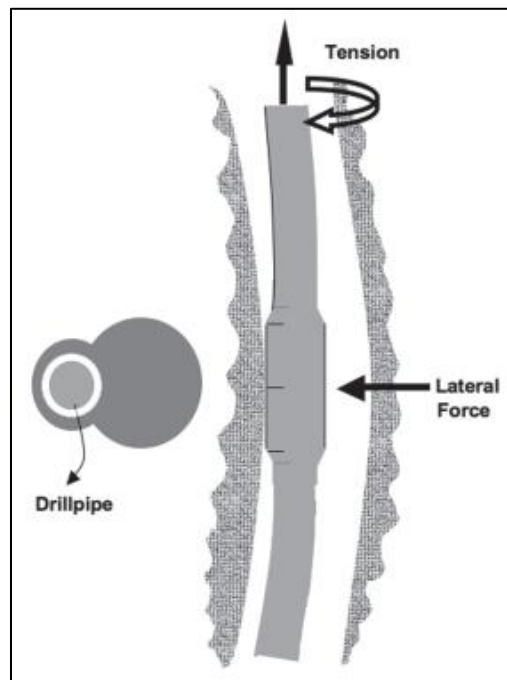


Fig. 2.3.2.2.1 Atrapamiento de Tubería debido a Ojo de Llave. Tomado de: Azar, J. J., & Samuel, G. R. (2007). Drilling Engineering. PennWell Corp

Durante la extracción de la tubería del pozo, es evidente un problema de adherencia de la tubería cuando se han sacado varias lingadas de tubería y luego, de repente, la tubería se atasca. El problema del ojo de llave se puede diagnosticar cuando la sarta de perforación se puede mover

Atrapamiento de Tubería

hacia abajo pero no hacia arriba. Otros síntomas incluyen aumento de la resistencia en la penetración y aumento de la vibración en la mesa giratoria. (Rabia, 1985)

Para solucionar este problema, el agujero debe ser perforado, y si se usa un martillo, se debe aplicar una acción de sacudida hacia arriba. Se pueden inyectar lubricantes para reducir la fricción alrededor del asiento de la llave, lo que facilita el funcionamiento de la tubería. El ojo de llave se puede evitar perforando agujeros rectos o evitando cambios bruscos en la inclinación y/o dirección del agujero en pozos desviados. (Rabia, 1985)

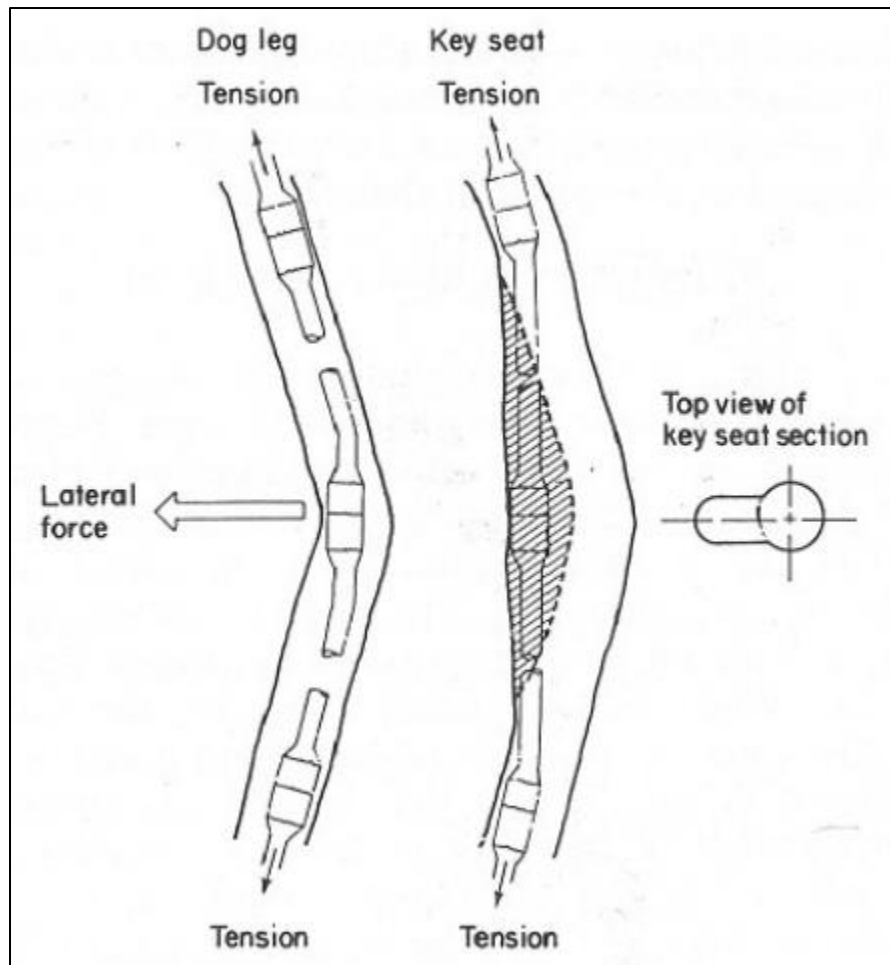


Fig. 2.3.2.2.2 Atrapamiento de Sarta por Ojo de Llave. Tomado de: Rabia, H. (1985). *Oilwell drilling engineering: Principles and practice*. Graham & Trotman

2.3.2.1 Indicadores de Atrapamiento por Ojo de Llave

De acuerdo con, (Preston, 1985), el atrapamiento por ojo de llave se caracteriza por:

Atrapamiento de Tubería

- ☯ Se produce resistencia en el torque de la sarta.
- ☯ La tubería se pega mientras está en movimiento ascendente, normalmente cuando la tubería es extraída.
- ☯ Después de que la tubería se atasca, no hay indicios de restricción en circular fluido.

2.3.2.2 Recomendaciones para Liberación por Ojo de Llave

Cuando la tubería queda atrapada por efecto de ojo de llave, la circulación del fluido se interrumpe o la presión requerida para la circulación aumenta sustancialmente. (Preston, 1985)

A continuación, se enlistan métodos sugeridos por (Preston, 1985), para liberar la sarta:

- ☯ Intentar empujar la tubería hacia el fondo del pozo.
- ☯ Utilizar martillos sobre la sarta.
- ☯ Lubricar con aceite para reducir la fricción en el ojo de llave.
- ☯ Ubicar el punto de ojo de llave, empujar la sarta, y lavar sobre la porción de sarta que esté atrapada en el pozo.

2.3.2.3 Prevención de Atrapamiento de Tubería

Hossain, establece que los métodos con mayor aplicación para prevenir el atrapamiento de tubería son los siguientes:

- ☯ Inmediatamente utilizar martillos en la sarta y aplicar torque a la derecha.
- ☯ Reducir presión hidrostática para casos de atrapamiento por presión diferencial.
- ☯ Emplear fluido para reducir la fricción en la zona de atrapamiento en pegadura diferencial.
- ☯ Desplazamiento arriba y debajo de la sarta en el ojo de llave.
- ☯ Rotar arriba y afuera del ojo de llave.

2.3.3 Ubicación del Punto de Atrapamiento

Los principales factores que intervienen en el atrapamiento de tubería son el exceso de recortes de perforación en el espacio anular, ojos de llave, y presión diferencial.

Atrapamiento de Tubería

El primer paso para lidiar con problemas de atrapamiento de tubería es localizar el punto donde se encuentra el problema. (DeGeare et al., 2003). Convencionalmente, los métodos más utilizados para dicho propósito son la medición directa con herramientas y analíticamente.

En el caso de medición directa, es menester utilizar herramientas en el interior del pozo, como registros acústicos. Este método es reconocido por la exactitud obtenida, sin embargo, requiere instrumentos que deben ser operados por personal especializado, esto consume tiempo y recursos. En consecuencia, el método analítico, es ampliamente utilizado para estimar la profundidad de atrapamiento.

El método más utilizado consiste en estirar la tubería bajo una cantidad conocida de tracción y medir la distancia recorrida por la parte superior de la tubería durante el estiramiento. La ley de Hooke da la relación entre la extensión y el tirón axial. Esta formulación, sin embargo, descuida la fricción del pozo y es válida solo para pozos verticales, a menos que la tubería esté atascada antes del punto de desviación direccional. (Hossain, 2018)

Lianzhong y Deli (2011) realizaron suposiciones simplificadoras, tales como, no hay resistencia o que la resistencia está trabajando en todas partes a lo largo de la sarta de perforación en la misma dirección, la fuerza axial se puede transmitir efectivamente al punto atascado. Se consideran completamente la fricción del fondo del pozo, la unión de la herramienta, las uniones de la tubería de perforación, los materiales tubulares y sus tamaños. Es válido para determinar el punto de atascamiento en la perforación.

En este método, se asume la profundidad inicial hasta el punto atascado y la sarta de perforación entre la superficie y el punto atascado se subdivide en un cierto número de elementos. Utilizando la formulación de diferencias finitas, los valores torque y arrastre se calculan desde la superficie hasta el punto atascado con el método de diferencia finita y luego se determina si la tensión y/o el torque en superficie se pueden transmitir a la ubicación de la tubería atascada. Si la respuesta es "sí", se calcula el incremento de fuerza y la deformación de cualquier elemento diferencial. A continuación, la longitud de tracción y/o el ángulo de torsión se determinan mediante cálculos iterativos. (Hossain, 2018)

Atrapamiento de Tubería

El siguiente diagrama de flujo representa el proceso iterativo que desarrollaron Lianzhong y Deli para determinar la ubicación dónde la tubería está atrapada.

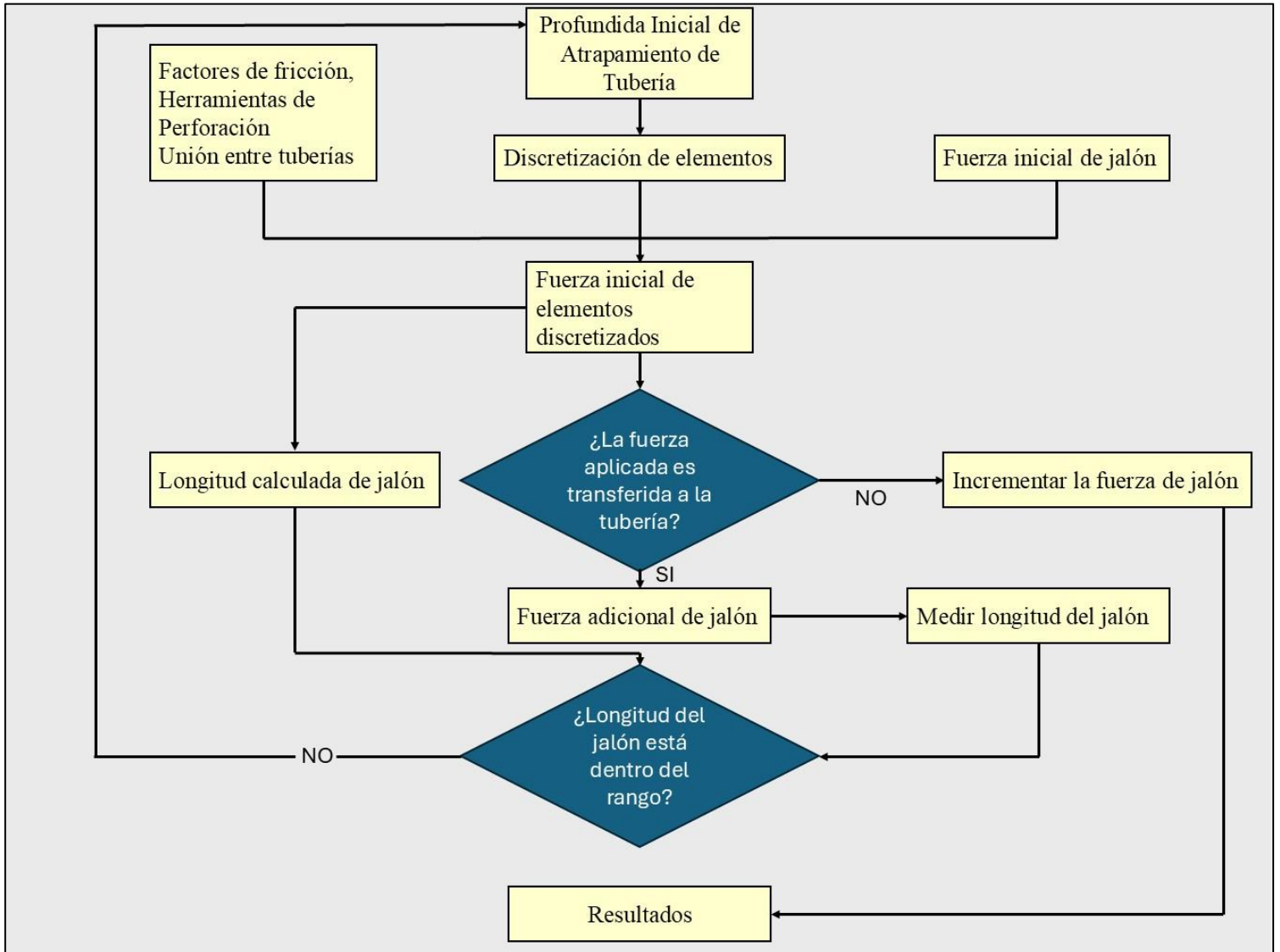


Fig. 2.3.3.1 Diagrama de flujo para determinar la ubicación de la tubería atrapada. Modificado de: Hossain M.E. et. al. (2018). *Drilling Engineering Problems and Solutions*. Scrivener Publishing

2.3.4 Algoritmo para Liberación de Sarta

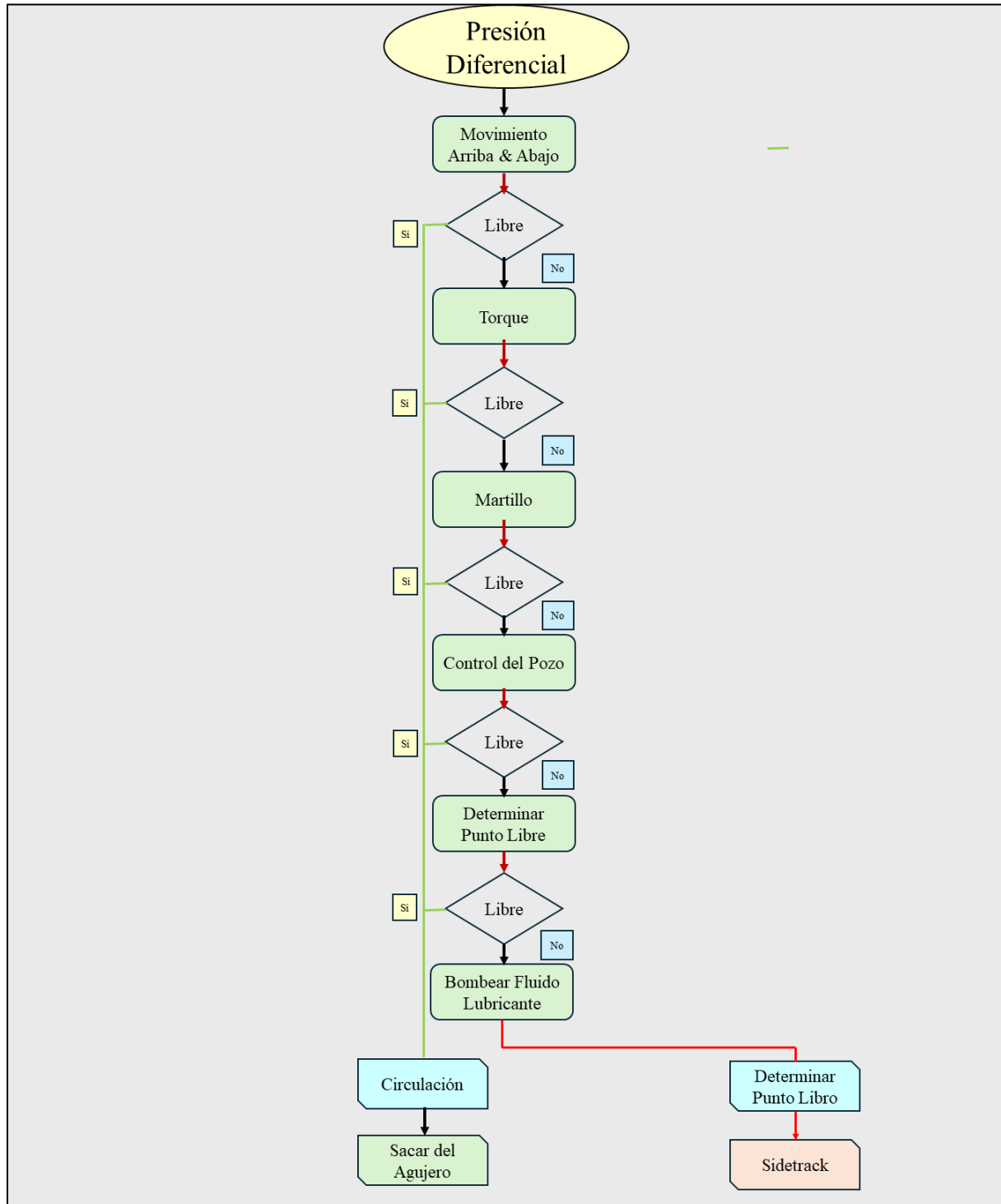


Fig. 2.3.4.1 Algoritmo para Liberar Sarta por Presión Diferencial. Modificado de: Drašković, I. (2017). Analytical solution for stuck pipe problems based on worldwide company practices (Master's thesis, Montanuniversität Leoben, Department of Petroleum Eng

Atrapamiento de Tubería

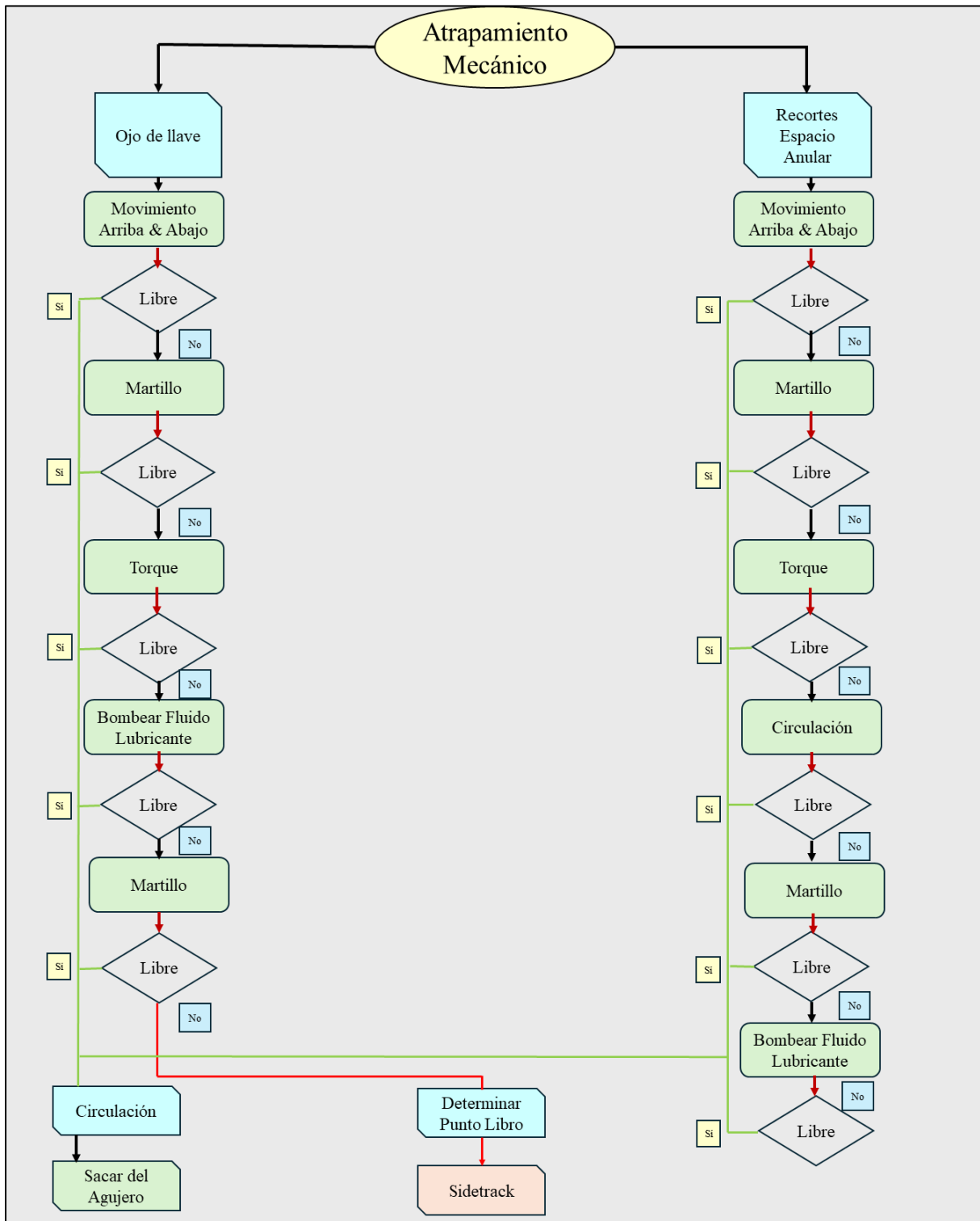


Fig. 2.3.4.2 Algoritmo para Liberar Sarta por Atrapamiento Mecánico. Modificado de: Drašković, I. (2017). Analytical solution for stuck pipe problems based on worldwide company practices (Master's thesis, Montanuniversität Leoben, Department of Petroleum

2.4 Tiempos de Perforación

El principal objetivo de la perforación es llegar a la zona de interés en el menor tiempo posible maximizando el factor técnico-económico sin descuidar los parámetros de seguridad y calidad. La optimización de la perforación considerando datos históricos sobre potenciales riesgos asociados debe ser contemplado para la implementación de mejores prácticas que optimicen el factor costo-beneficio.

Durante las operaciones de perforación, a menudo, se presentan potenciales riesgos que impiden el desempeño ideal en la ejecución de actividades. Dichos riesgos se deben a factores técnicos, económicos, sociales.

Se considera como factor técnico aquellos que derivan del atascamiento de la sarta de perforación, pérdida de circulación, fallas mecánicas del taladro, peligros inherentes a la litología de la formación. En riesgos económicos se integran los problemas producto del precio del crudo en el mercado. En factores sociales se considera aquellos que son producto de la aceptación del proyecto por parte de la comunidad, inseguridad para ejecutar operaciones. Por otro lado, factores que están fuera de control, por ejemplo, mal tiempo que impide la ejecución de las actividades.

En este trabajo se considera como factor de riesgo asociado a la perforación aquellos directamente asociados a las propiedades fisicoquímicas de la formación. Por ejemplo, formaciones naturalmente fracturadas que facilite la pérdida de circulación, litología reactiva al fluido de perforación, dirección del pozo, etc.

La planificación del pozo contempla los principales escenarios de riesgo, donde los riesgos tengan mayor probabilidad de incidir desfavorablemente en la penetración implicando retrasos, y mayores costos a los planificados.

La perforación es una actividad compleja y multidimensional. Para la búsqueda o producción de petróleo y gas, está sujeto a fuentes significativas de variabilidad

Existen numerosos factores que pueden influir en una gama más amplia de costos y rendimiento de perforación. El costo total de perforación es un concepto de valor que pone su énfasis en el costo de la productividad de la perforación

Metodología

Los costos de perforación pueden representar hasta el 40% de todos los costos de exploración y desarrollo. (Hossain, 2015)

Partiendo de la premisa que el tiempo de perforación es directamente proporcional al costo del proyecto, es necesario, analizar potenciales problemas durante la perforación a través de un análisis histórico de perforación para implementar mejores prácticas con base en los antecedentes, por lo tanto, actuar de mejor manera ante los probables eventos no deseados y mejorar el tiempo asociado para solucionar los riesgos.

El tiempo permea la totalidad del proyecto actuando como principal parámetro y agente de cambio para optimizar la penetración a través de los horizontes estratigráficos hasta alcanzar el objetivo.

El objetivo de optimizar los parámetros de perforación en tiempo real es llegar a una metodología que considere los datos de perforación anteriores y prediga la tendencia de perforación, aconsejando los parámetros de perforación óptimos para ahorrar costos de perforación y reducir la probabilidad de encontrar problemas. (Hossain, 2015)

2.4.1 Tiempos Productivos, No Productivos, e Invisibles

El tiempo empleado en actividades relacionadas a la perforación puede discriminarse de acuerdo con tiempo productivo y tiempo no productivo o de retrasos.

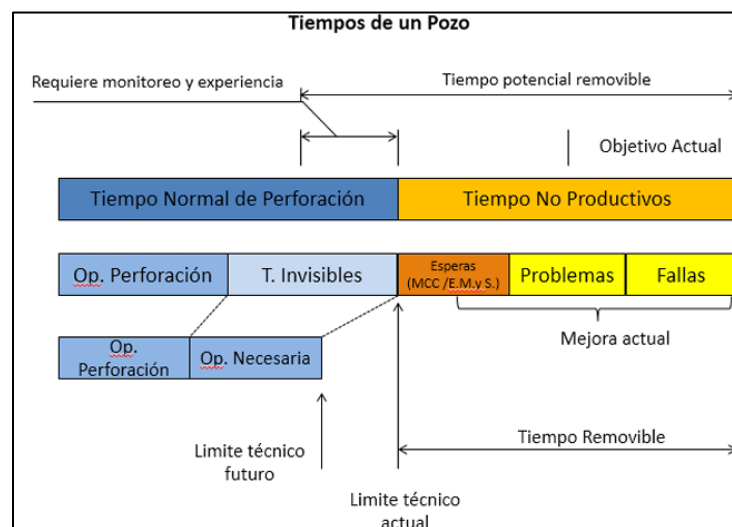


Fig. 2.4.1.1 Tiempos de Perforación. Tomado de: Guzmán. 2017. Impacto Económico de los Tiempos Perdidos Invisibles en la Perforación de Pozos en Aguas Profundas y Ultraprofundas de México.

Metodología

Los tiempos de perforación se dividen en tiempos productivos, no productivos, e invisibles.

Tiempo de Productivo	Tiempos No Productivos	Tiempos Invisibles
En función de las operaciones planeadas para la realización del pozo.	Parada del equipo por cuestiones técnicas o ambientales.	Operaciones que pueden mejorar para reducir el tiempo en su implementación.
Profundización en la formación. Tiempo de Circulación. Revestimiento. Terminación. Adquisición de datos.	Atascamiento de tubería, pérdida de circulación, sidetrack, falla mecánica de la sarta	Profundización en la formación. Tiempo de Circulación. Revestimiento. Terminación. Adquisición de datos.

Tabla 2.4.1.1 Discriminación de Tiempos de Perforación. Modificado de: *Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering*. Hossain. 2015

Asumiendo como fase de perforación aquella en la cual se realizan viajes para penetrar en la formación y se realiza el revestimiento de la sección. En la curva de tiempo de profundidad en función del tiempo, se discretizan principalmente dos tiempos en cada fase de perforación.



Fig. 2.4.1.2 Curva Profundidad contra Tiempo. Tomado de: *Reducing NPT Amidst Fluctuating Crude Oil Prices: Using Data Analysis to Investigate Well Construction Cost*. Olawale et. al. SPE. 2022

Metodología

Tiempo Relacionados a la Perforación	Tiempo Plano
Profundización en la formación	Procesos de revestimiento y cementación.
Retrasos por desvío de pozo (Sidetrack)	Fraguado de cemento, pruebas de presión-producción.
Pendiente de la recta diferente de zero	Pendiente de la recta igual con zero

Tabla 2.4.1.2 Discretización de Tiempos por Fase de Perforación. Creación Propia

El tiempo de perforación del pozo se estima en función del tiempo de inactividad y parada del equipo, el tiempo de perforación, el tiempo de viaje, el tiempo de revestimiento, el tiempo de adquisición de datos del pozo, el tiempo de terminación, el tiempo no productivo y el tiempo de problemas. Los tiempos de perforación incluyen la realización de un pozo, incluida la circulación, los viajes y disparos, el trabajo direccional, el desvío geológico y la apertura del pozo.

Los tiempos planos dedicados a ejecutar y cementar la tubería de revestimiento implementación de BOPS y cabezas de pozo. El pozo debe probarse durante la perforación, por lo que incluye el tiempo de prueba y terminación. El tiempo de evaluación de la formación incluye la extracción de núcleos, toma de registros, etcétera. El tiempo de problemas incluye el tiempo dedicado a problemas de pozos, como atrapamiento de tuberías, operaciones de control de pozos y fracturas de formación. (Hossain, 2015)

El proceso de perforación puede ser medido a través de diferentes parámetros que permitan analizar el comportamiento en función de diferentes variables para la toma de decisiones. Para este fin se implementan KPIs (Indicadores de Desempeño Clave), indican el rendimiento de proceso en diferentes niveles de una matriz de datos para un análisis comparativo. Para este fin, se implementa el rendimiento de la perforación en función del tipo de taladro, tipo de tiempo (perforación o plano), ritmo de penetración, ubicación geográfica, fase de perforación, y formación fondo pozo.

Existe diversos factores que afectan el proceso de perforación, este trabajo se enfoca en sistema de perforación marino y ritmo de penetración. Para la implementación de los indicadores de desempeño (KPIs), se analiza el desempeño de estos parámetros en función del tiempo de perforación

2.4.2 Equipos de Perforación Marina

Las actividades de exploración comenzaron a encontrar y perforar en busca de petróleo en el océano a principios del siglo XX. Los primeros pozos en alta mar fueron perforados con equipos que diferían poco de las plataformas terrestres, excepto que estaban montados en el extremo de los muelles que sobresalían en el océano. Los equipos de plataforma han recorrido un largo camino desde entonces, y otros tipos de equipos marinos han evolucionado para satisfacer las diferentes profundidades del agua y otras demandas ambientales en alta mar. (IADC, 2015)

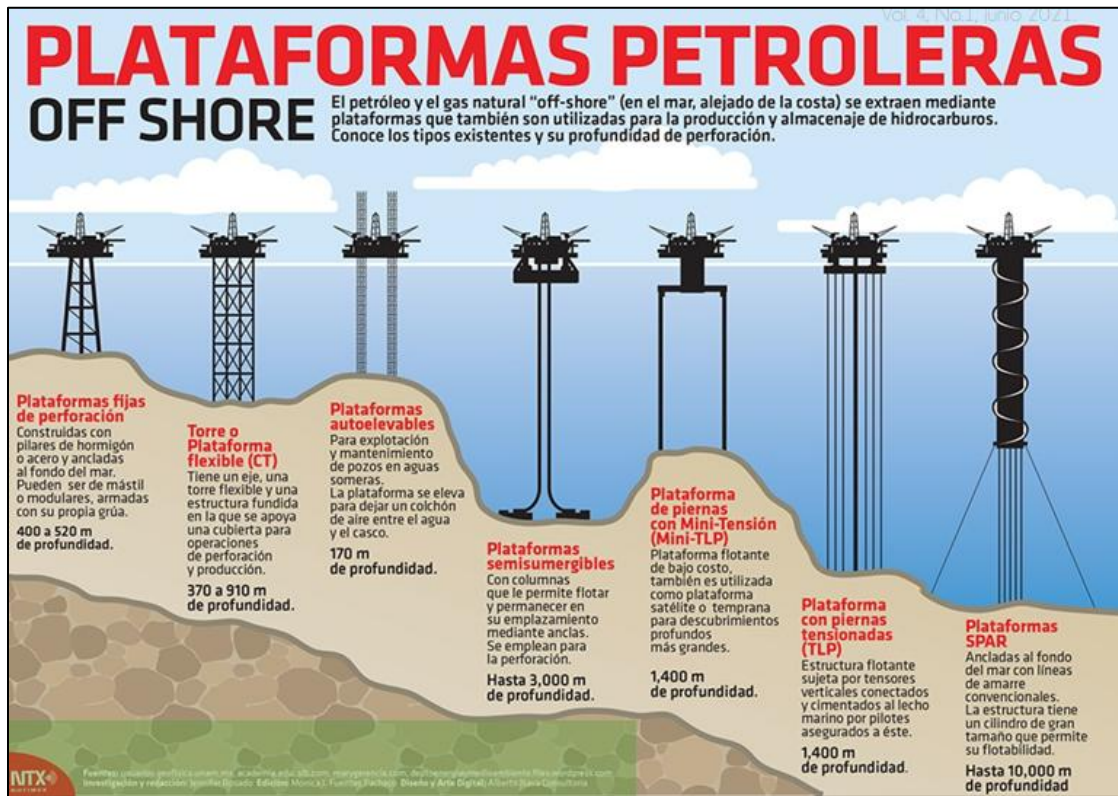


Fig. 2.4.2.1 Plataformas Petroleras Offshore. Tomado de: Ramos et. al. Evaluación Estructural de Plataformas Marinas Mediante Análisis de Riesgo y Confiabilidad. Materia Ciencia y Nanociencia. 2021

Cuando las especificaciones para cubrir los requerimientos no se adaptan a las plataformas, se puede optar por utilizar un barco perforador, es otro sistema de perforación marino que se caracteriza por ejecutar operaciones en locaciones remotas, capaz de soportar condiciones climatológicas de gran adversidad. El buque perforador es la principal opción para perforar pozos en aguas profundas.

Metodología

Las plataformas de perforación pueden ser clasificadas a su vez como equipos flotantes o soportados en el fondo marino. Las MODU's que tienen contacto con el piso marino, son conocidas como "Soportadas en el fondo", éstas incluyen a las sumergibles y a las autoelevables (Jack Ups). Las unidades sumergibles se dividen en barcazas piloteadas, tipo botella y barcazas en tierra. Las unidades soportadas en el fondo perforan en aguas menos profundas que las flotantes. (Medina, 2014)

Para efectos del análisis comparativo se consideran los sistemas de perforación Jackup, Semisumergible, y Buque Perforador.

2.4.2.1 Jackup

Las plataformas de perforación Jackup se apoyan en el fondo del océano. Los jackups pueden ser sostenidos por patas que se pueden subir o bajar de forma independiente o por patas unidas a una gran plataforma que descansa en el fondo del océano. Una vez en el lugar, el casco de todo el aparejo se eleva fuera del agua mediante un mecanismo de elevación. Esto se logra más comúnmente mediante múltiples unidades de piñón que trepan por la cremallera, que es parte de la estructura de la pata. Una alternativa son los cilindros hidráulicos de "un solo bocado", que elevan el casco, una carrera de 2-3 metros a la vez. El casco del jackup generalmente se eleva sobre el océano hasta lograr un "espacio de aire" de unos 15-20 metros o más. (El espacio de aire es la distancia desde el nivel medio del agua hasta la parte inferior del casco del jackup). Esto coloca el casco del aparejo por encima de cualquier ola de tormenta significativa.

Cuando un elevador llega al lugar y sus patas o colchonetas se elevan hasta el suelo del océano, se lleva a cabo una "secuencia de precarga" en la que el agua de mar se lleva a bordo de la embarcación y se coloca en tanques. Este peso adicional se utiliza para empujar las patas o la colchoneta hacia el lecho marino para establecer una plataforma estable, antes de elevarse hasta el espacio de aire de perforación. El objetivo de la secuencia de precarga es simular la carga vertical máxima que verá cualquier pata durante la peor condición de carga anticipada (incluida la carga ambiental), mientras el equipo de perforación está en el lugar. Una vez que se ha llevado a bordo la cantidad requerida de agua de mar, y no se experimenta más asentamiento de patas (penetración en el fondo del océano), el agua de mar se descarga de nuevo en el océano y el elevador se eleva a su espacio de aire de perforación.

Metodología

Por lo general, los primeros jackups podían perforar en aguas poco profundas en profundidades de hasta 60-80 metros. Los jackups modernos de hoy en día están diseñados para perforar en profundidades de agua de 130-150 metros.



Fig. 2.4.2.1.1 Sistema de Perforación Jackup. Tomado de: IADC. Types of Drilling Rigs (RT). 2015

2.4.2.2 Plataforma Semisumergible

Este tipo de aparejo se caracteriza por un casco más bajo (ya sea pontones separados o un pontón anular) con una serie de columnas verticales que soportan una gran parte superior del casco. En la mayoría de los casos, los pontones inferiores contienen almacenamiento de líquidos, mientras que el alojamiento del personal, la generación de energía y la preparación de equipos/materiales se encuentran en la parte superior del casco.

El equipo de perforación en un semisumergible puede estar centrado en la parte superior del casco o configurado en un extremo. Una vez que el equipo de perforación está en el lugar de perforación, los pontones inferiores se lastran hacia abajo (es decir, se "sumergen") de modo que las columnas

Metodología

verticales sobresalen del agua, soportando la estructura superior del casco. Debido a que el semirremolque está flotando, subirá y bajará con las olas.

La carga variable de la cubierta (VDL) es un determinante importante para la capacidad de profundidad del agua. A medida que un semirremolque se mueve hacia aguas más profundas, obviamente debe llevar tubería de perforación para llegar al fondo del océano. Como resultado, una plataforma de aguas profundas debe ser capaz de transportar más peso que una en aguas menos profundas. Esto significa que la plataforma de aguas profundas debe tener un VDL más alto. Para una comparación aproximada, un semirremolque de aguas medias suele tener un VDL en el rango de 3,000 a 4,000 toneladas largas, mientras que el VDL de un semirremolque de aguas profundas suele oscilar entre 7,000 y 8,000 toneladas largas. Junto con el traslado a aguas más profundas, los semirremolques estaban siendo equipados con sistemas completos de posicionamiento dinámico, lo que permitía que la plataforma permaneciera en el lugar sin instalar un sistema de amarre multipunto.

Los semisumergibles se han utilizado históricamente en las profundidades de aguas medias 300-1,200 metros. A medida que la búsqueda de hidrocarburos se trasladó a aguas profundas, el tamaño y la capacidad de los semisumergibles también crecieron.



Fig. 2.4.2.2.1 Sistema de Perforación Semisumergible. Tomado de: IADC. *Types of Drilling Rigs (RT)*. 2015

Metodología

2.4.2.3 Buque Perforador

Los buques perforadores son capaces de perforar tirantes de agua de más de 3,000 (m) de profundidad y perforar más de 10,000 (m) bajo el lecho marino. (Sánchez, 2012)

Utilizan anclas que les permiten situarse en la estación de perforación. En aguas profundas requieren de posicionamiento dinámico controlador por computadora conectada a sofisticados sensores electrónicos. (Sánchez, 2012)



Fig. 2.4.2.3.1 Buque Perforador. Tomado de: Sanches, C. Explotación de Campos Petroleros en Aguas Profundas. UNAM. Tesis de Licenciatura. 2012.

Metodología

Sistema de Perforación	Descripción	Ventajas	Desventajas	Tirante de agua
Jackup	Sistema móvil con patas extensibles que se apoyan en el fondo marino	<ul style="list-style-type: none"> • Movilidad • Costos operativos más bajos 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitadas a aguas poco profundas • Vulnerables a condiciones climáticas adversas 	Hasta 150 metros
Semisumergible	Estructuras flotantes parcialmente sumergidas, ancladas al fondo marino	<ul style="list-style-type: none"> • Estabilidad en aguas profundas • Menor impacto de olas y viento 	Costos operativos más altos	Hasta 3,000 metros
Buque Perforador	Barcos equipados para perforación en aguas ultra profundas	<ul style="list-style-type: none"> • Alta movilidad • Perforación en aguas ultraprofundas 	Costos operativos muy altos	Hasta 3,600 metros

Tabla 2.4.2.3.1 Comparación de sistemas de perforación marina. Creación propia.

2.4.2.4 Impacto del Sistema de Perforación en el ROP

La integridad de la plataforma de perforación y su equipo, así como el mantenimiento, son factores importantes en el ROP y en la minimización de los problemas de perforación. Para reducir los problemas de perforación y optimizar el ROP son necesarios un sistema hidráulico adecuado del equipo de perforación (potencia de la bomba) para una limpieza eficiente del fondo y de los orificios anulares, una potencia de elevación adecuada para un disparo eficiente, cargas de diseño de torre de perforación adecuadas, carga de tensión de la línea de perforación para permitir un sobretiro seguro en caso de un problema de adherencia y sistemas de control de pozo que permitan el control de la situación en cualquier reventón.

Los sistemas adecuados de monitoreo y registro que monitorean los cambios de tendencia en todos los parámetros de perforación son muy importantes para la eficiencia del equipo. Estos sistemas

Metodología

pueden recuperar datos de perforación en una fecha posterior. Un hardware específicamente adecuado para adaptarse a todas las condiciones de perforación previstas, y un equipo eficaz de manejo y mantenimiento de las actividades operativas.

2.4.3 Ritmo de Penetración (ROP)

El ritmo de penetración es el indicador más importante en el desempeño de la perforación. Se define como el cambio relativo de posición a través de la formación en función del tiempo. (Hossain, 2015).

En palabras de Batres, el ritmo de penetración es la rapidez con la que se perfora cierta longitud de formación en un intervalo de tiempo de rotación de la barrena; teniendo como unidades longitud perforada por tiempo de rotación.

Se ha demostrado que existen factores importantes que afectan el ritmo de penetración, su análisis es complejo debido a que están relacionados entre sí, debido a esto, es difícil inferir el impacto individual sobre el desempeño en el avance a través de la formación. El objetivo de aumentar el ritmo de penetración debe ser planeado considerando el desgaste prematuro de la barrea, falla de la barrea, aumento en los tiempos de viaje, fallas en el equipo. (Batres, 1990)

2.4.3.1 Factores que Afectan el Ritmo de Penetración

De acuerdo con Hossain, los parámetros con mayor impacto en la velocidad de penetración son:

- ☉ Tipo de Barrena
- ☉ Características de la Formación
- ☉ Condiciones Operativas de la barrena (peso sobre la barrena, velocidad de rotación, desgaste de la barrena)

2.4.3.2 Tipo de Barrena

La selección de barrena es parte central para el desempeño adecuado de las operaciones. La barrena más efectiva es la que ofrezca el mejor rendimiento por metro perforado en función del costo. (Batres, 1990)

Metodología

El costo más bajo por metro perforado generalmente se obtiene cuando se usa la barrena de diente más largos que dará una vida útil del diente consistente con la vida útil del rodamiento en condiciones óptimas de operación de la barrena. (Hossain, 2015)

La selección de la barrena es clave para lograr un rendimiento de perforación decente y la reducción de los costos generales de perforación. Los valores de optimización pueden incluir varios beneficios, como un menor número de viajes, una menor movilización de la plataforma y mejores condiciones de operación seguras, lo que resulta en un gran beneficio económico. (IADC, 2015)

La selección del tipo de barrena tiene un efecto significativo en el ritmo de penetración. En el caso de las barrenas de corte rodante, las tasas de penetración iniciales para profundidades poco profundas suelen ser más altas cuando se utilizan barrenas con dientes largos y un gran ángulo de desplazamiento del cono. Sin embargo, estas barrenas son prácticas solo en formaciones blandas debido al rápido desgaste de los dientes y la disminución repentina de la tasa de penetración en formaciones más duras.

Las barrenas de diamante y PDC están diseñadas para una penetración dada por revolución mediante la selección del tamaño y el número de diamantes o piezas en bruto PDC. Las barrenas PDC funcionan mejor en formaciones blandas, y medianamente duras.

En la perforación de pozos petroleros se usan varios tipos de barrenas, su acción de perforación la efectúa mediante la rotación y la carga que imprime la tubería pesada o lastrabarrenas. De esta forma, se desintegran fragmentos de formación del fondo de pozo. (Batres, 1990)

El conocimiento de las propiedades físicas de la formación a perforar es esencial para la selección y operación de la barrena. Las condiciones económicas que generalmente se consideran exigen que el agujero se perfora al menor costo, el cual depende de la velocidad promedio de la perforación y el total de metros perforados por la barrena. Los parámetros más significativos que impactan el desgaste de la barrena son la velocidad de rotación, el peso sobre barrena, abrasividad y dureza. El diámetro de la barrena incide en la reducción del volumen de acero de los dientes. (Batres, 1990)

Metodología

Hay varios tipos de barrena fabricadas para diferentes situaciones y condiciones encontradas durante las operaciones de perforación. Básicamente, hay dos tipos de barrenas; estas son las barrenas de corte fijo y las barrenas de cono de rodillo.

La selección óptima en términos de costo-beneficio en la selección de barrena se deben considerar los parámetros de:

- ☉ Durabilidad: Se necesita que la barrena dure una cantidad razonable de horas de rotación. (Vida útil)
- ☉ Efectividad: Relacionada con la durabilidad, se requiere una barrena que proporcionará la mayor cantidad de pies perforados.
- ☉ Naturaleza de la formación: La heterogeneidad de la formación influye en el comportamiento de la herramienta.

El rendimiento de la barrena influye directamente en los tiempos de perforación. Cuando una barrena no cumple las condiciones adecuadas en función de los parámetros previamente mencionados, se necesitarán más viajes para su remplazo. En formaciones blandas, comúnmente las superficiales, se utilizan de 1-2 barrenas. A mayor profundidad la compactación de la formación dificulta la tarea, por lo tanto, la barrena deberá cumplir otras especificaciones para penetrar en formaciones más duras. El ROP tiende a disminuir y el costo de perforación se incrementa. Es decir, el ROP es inversamente proporcional al costo de perforación. (Herbert, 2020)

Metodología

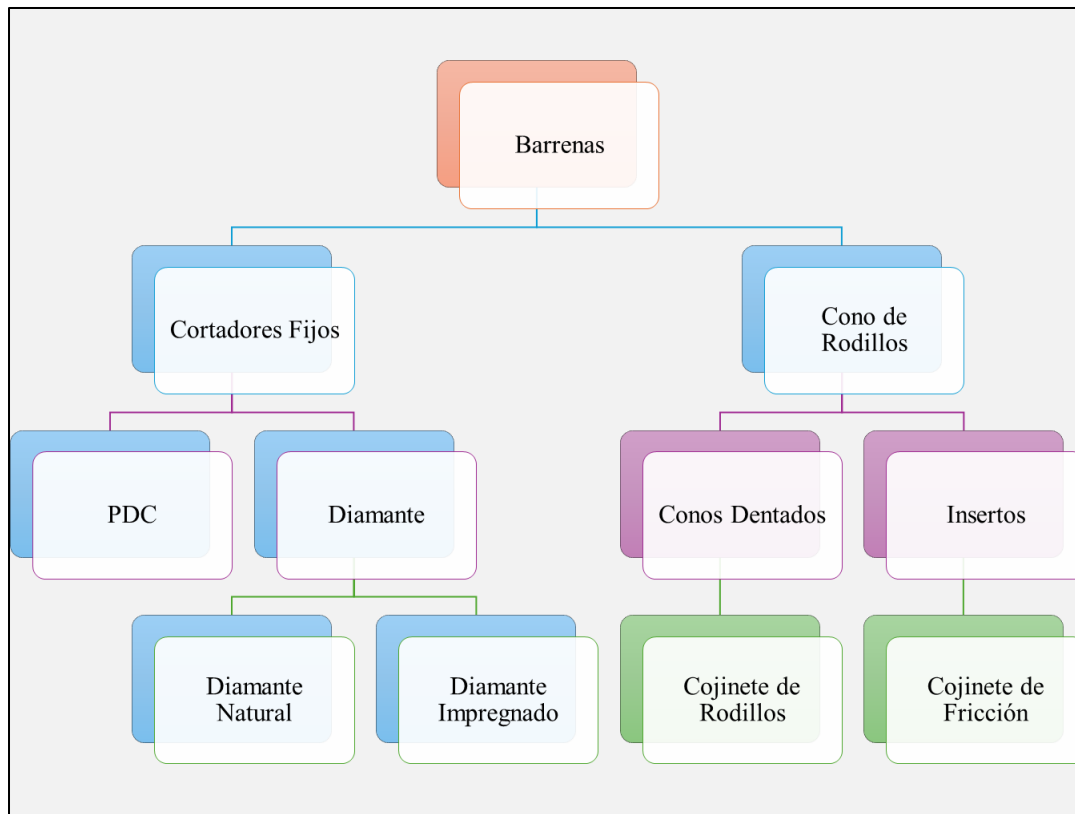


Fig. 2.4.3.2.1 Tipos de Barrenas. Modificado de: Herrera. 2020. Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas.

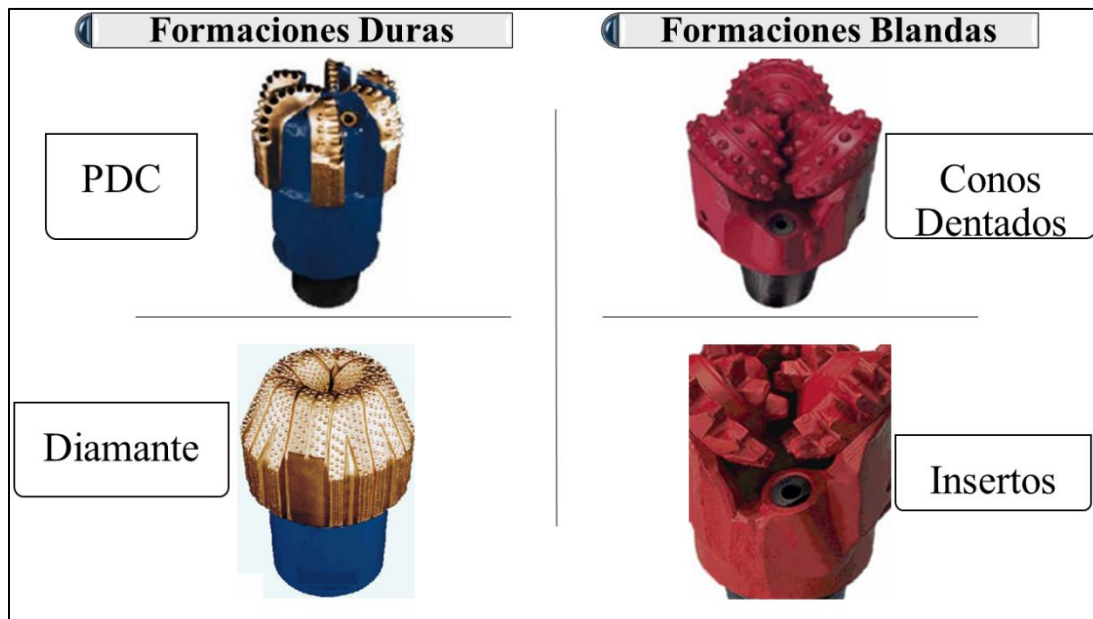


Fig. 2.4.3.2.2 Tipos de Barrenas. Modificado de: Herrera. 2020. Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas.

Metodología

2.4.3.3 Características de la Formación

Las características de formación son algunos de los parámetros más importantes que influyen en la velocidad de penetración. Las siguientes características de formación afectan al ROP:

- ☉ Límite elástico.
- ☉ Resistencia máxima.
- ☉ Dureza y/o abrasividad.
- ☉ Tendencia al embolamiento.
- ☉ Contenido de fluido.
- ☉ Porosidad y permeabilidad.

Entre estos parámetros, las características de formación más importantes que afectan a la ROP son el límite elástico y la resistencia última de la formación. La resistencia al corte predicha por los criterios de falla de Mohr a veces se utiliza para caracterizar la resistencia de la formación.

Otros factores, como la permeabilidad de la formación, tienen un efecto significativo en la ROP. En rocas permeables, el fluido de perforación puede penetrar en la roca por delante de la barrena e igualar la presión que actúa sobre las virutas formadas debajo de cada diente.

La formación, casi como una variable independiente o incontrolable, está influenciada hasta cierto punto por la presión hidrostática. Los experimentos de laboratorio indican que en algunas formaciones el aumento de la presión hidrostática aumenta la dureza de la formación o reduce su capacidad de perforación.

La composición mineral de la roca también tiene algún efecto sobre la ROP. Las rocas que contienen minerales duros y abrasivos pueden causar un rápido desafilamiento de los dientes de la barrena. Las rocas que contienen minerales de arcilla gomosa pueden hacer que la barrena se haga una bola y se perfore de una manera muy ineficiente. (Hossain, 2015)

2.4.3.4 Peso Sobre Barrena

El peso sobre barrena es la carga aplicada a la barrena por medio de los componentes de la sarta (lastrabarrenas, tubería pesada, motor de fondo) de manera que penetre la formación. La

Metodología

penetración se logra cuando la carga aplicada sobre la barrena supera la resistencia compresiva de la formación en contacto con los dientes de la barrena.

El ritmo de penetración es directamente proporcional al peso sobre barrena, esta función depende de las características de la formación.

Por otra parte, si se aumenta el peso sobre barrena de forma exagerada, el ritmo de penetración no aumenta proporcionalmente, debido a que se produce un efecto contrario producto de la cantidad de recortes generados y que no es posible ser removidos por la hidráulica. Es decir, la barrena no estará actuando sobre la formación virgen, sino que estará remoliendo los recortes generados, provocando un desgaste innecesario disminuyendo la vida útil de la barrena. (Batres, 1990)

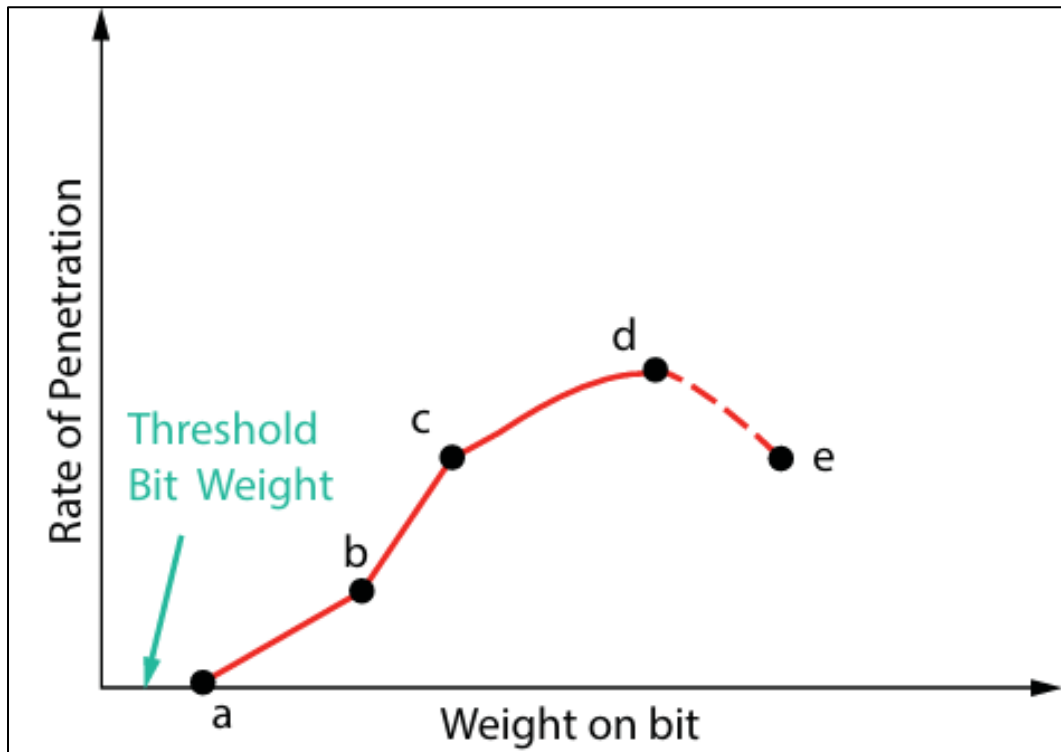


Fig. 2.4.3.4.1 Curva de Ritmo de Penetración en Función del Peso Sobre Barrena. Tomado de: Hossain. *Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering*. 2015

Metodología

2.4.3.5 Velocidad de Rotación

Generalmente conocida como “rotaria”, consiste en la cantidad de vueltas por minuto que el equipo de perforación transmite a la sarta y esta a su vez a la barrena (Batres, 1990)

El efecto de la velocidad de rotación sobre el ROP es variable para cada tipo de roca. En formaciones suaves, es directamente proporcional a la velocidad de rotación. En formaciones duras y medio duras, el ritmo de penetración no es proporcional a la velocidad de rotación, debido a que, en estas rocas la desviación del comportamiento lineal se presenta aún en condiciones óptimas de limpieza en el fondo del pozo. Se concluye que en este tipo de formaciones se requiere de un tiempo para fracturarlas, es decir, que a velocidades de rotación muy altas el tiempo de contacto de los dientes con la formación no es suficiente para provocar la fractura inicial de la formación. (Batres, 1990).

La tasa de penetración generalmente aumenta linealmente con valores crecientes de velocidad de rotación; a valores bajos de velocidad de rotación (segmento ab). A valores más altos de velocidad de rotación (punto b, segmento b - c), la tasa de aumento de la ROP disminuye. La mala respuesta de la tasa de penetración a valores altos de velocidad de rotación generalmente se atribuye a una limpieza de fondo de pozo menos eficiente. (Hossain, 2015)

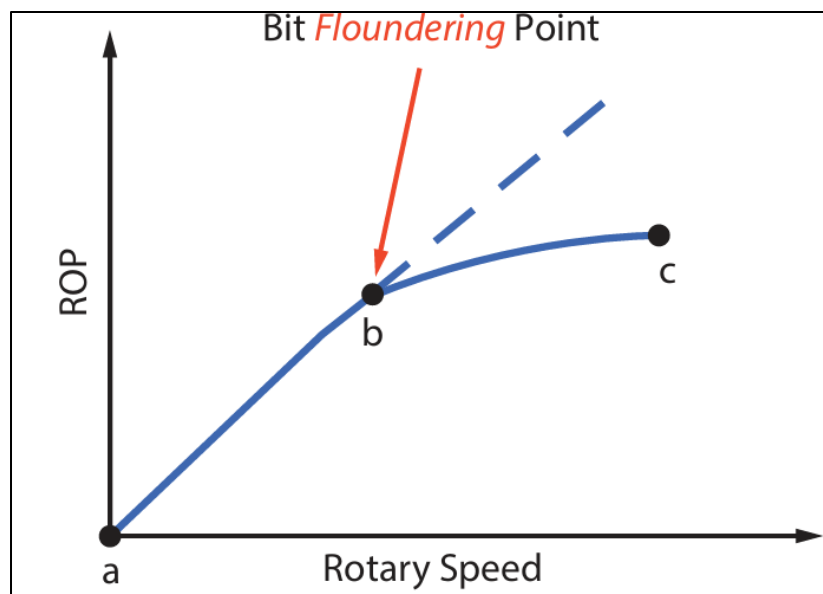


Fig. 2.4.3.4.2 Curva de Ritmo de Penetración en Función de la Velocidad de Rotación. Tomado de: Hossain. *Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering*. 2015

Metodología

2.4.4 Límite Técnico

El límite técnico se establece como el mejor tiempo posible para la perforación de un pozo dentro de un campo, identificando las mejores prácticas empleadas en el mismo campo, utilizando las lecciones aprendidas, la experiencia, el conocimiento y habilidades del capital humano. (Montiel,2016)

Es una forma de mejorar el desempeño de las actividades actuando lo más pronto posible sin comprometer la seguridad o calidad estableciendo retos y metas irreales.

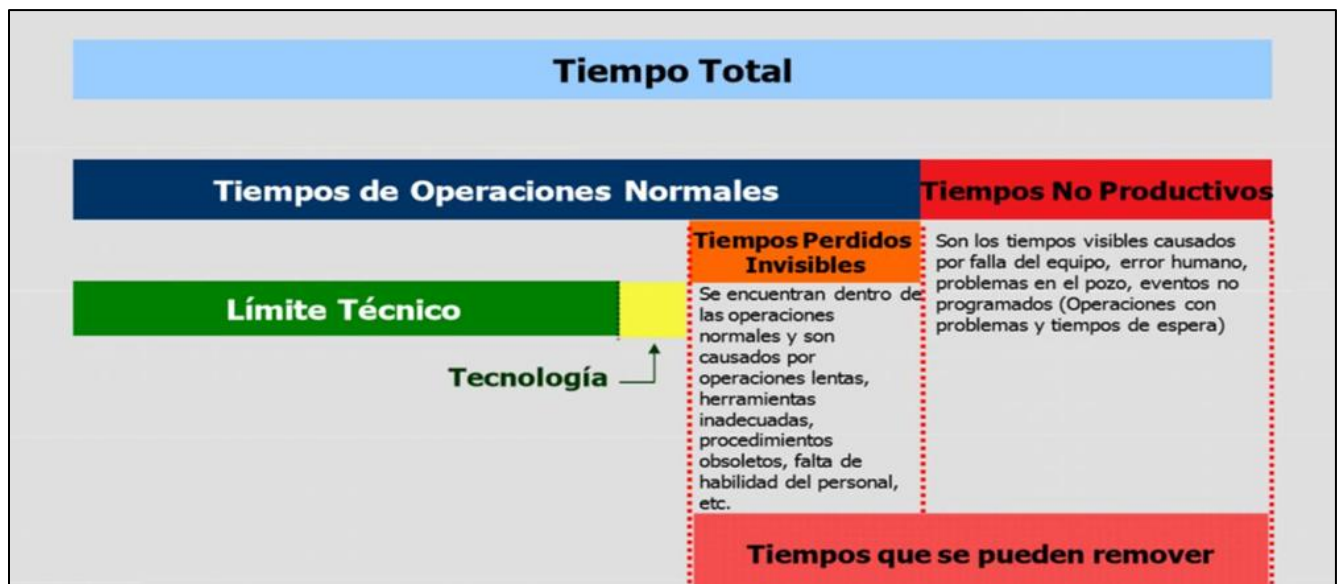


Fig. 2.4.4.1 Límite Técnico y su Impacto en los Tiempos de Perforación. Tomado de: Lara. 2017. Análisis de NTP'S y KPI'S para Optimizar los Tiempos en la Planificación de Pozos en la Industria Petrolera. ESIA IPN.

En un análisis histórico comparativo en tiempos de perforación, se puede establecer el mejor desempeño en función del tiempo. Consiste en la diferencia entre el tiempo total en que se han perforado los pozos con los tiempos removibles (tiempos productivos y no productivos), y la reducción de tiempos aplicando tecnologías adecuadas.

El objetivo del límite técnico debe conceptualizarse como una forma de “trabajar más inteligente”. Se parte de la suposición de efectuar todas las actividades de perforación del pozo de forma perfecta, alcanzado el mejor tiempo posible, identificando las mejores prácticas empleadas en el mismo campo, utilizando las lecciones aprendidas, experiencia, conocimiento y capacitación del personal.

Metodología

Cuestionamientos	Referido
¿Cuál es el desempeño real?	Se refiere a los tiempos históricos reales registrados en el campo
¿Qué es posible alcanzar?	Se refiere a los límites teóricos a los cuales se pretende llegar.
¿Qué se necesita para llegar a lo posible?	Se refiere a la inversión de recursos humanos, técnicos, tecnológicos y financieros para el mejor desempeño.

Tabla 2.4.4.1 Fundamentos del Límite Técnico. Tomado de: Montiel. 2016. Límite Técnico. Impacto Económico de su Aplicación en Aguas Someras. CMP

Montiel establece que los Tiempos no productivos Visibles están constituidos por:

- ☉ Reparaciones del Equipo.
- ☉ Fallas de equipos de las Compañías de Servicio.
- ☉ Esperas en general (Compañías de Servicio, materiales, decisiones, etc.)
- ☉ Tiempos no productivos Invisibles
- ☉ Mala planeación.
- ☉ Operaciones simultáneas ineficientes.
- ☉ Pasos operacionales innecesarios.
- ☉ Viajes lentos de tubería.

El Tiempo Limpio es el requerido para terminar una actividad o paso operativo con la gente, equipo y tecnología que se dispone actualmente, si se realiza a perfección (sin tiempos no productivos visibles).

El Tiempo total del pozo es el número total de días que se emplean en desarrollar las actividades de perforación de un pozo. Incluye los Tiempos Productivo y No Productivo.

El Tiempo No productivo Invisible es el Tiempo No Productivo inmerso en el tiempo productivo informado o tiempo limpio, de difícil identificación; en general, se trata de ineficiencias del sistema:

- ☉ Mala planeación.
- ☉ Operaciones simultáneas ineficientes.
- ☉ Pasos operacionales innecesarios: Repasos
- ☉ Tiempo Operacional Adicional: Viajes lentos de tubería.

Metodología

- ⌚ Tiempo improductivo que puede ser removido del tiempo total del pozo para obtener el Límite Técnico.

La metodología para el límite técnico es la integración de un estudio detallado sobre:

- ⌚ Definir la arquitectura del pozo.

Se define el arreglo de tuberías de revestimiento o geometría del pozo en función de la profundidad total y los requerimientos de producción. El estado mecánico del pozo, densidad del lodo de perforación, y épocas geológicas.

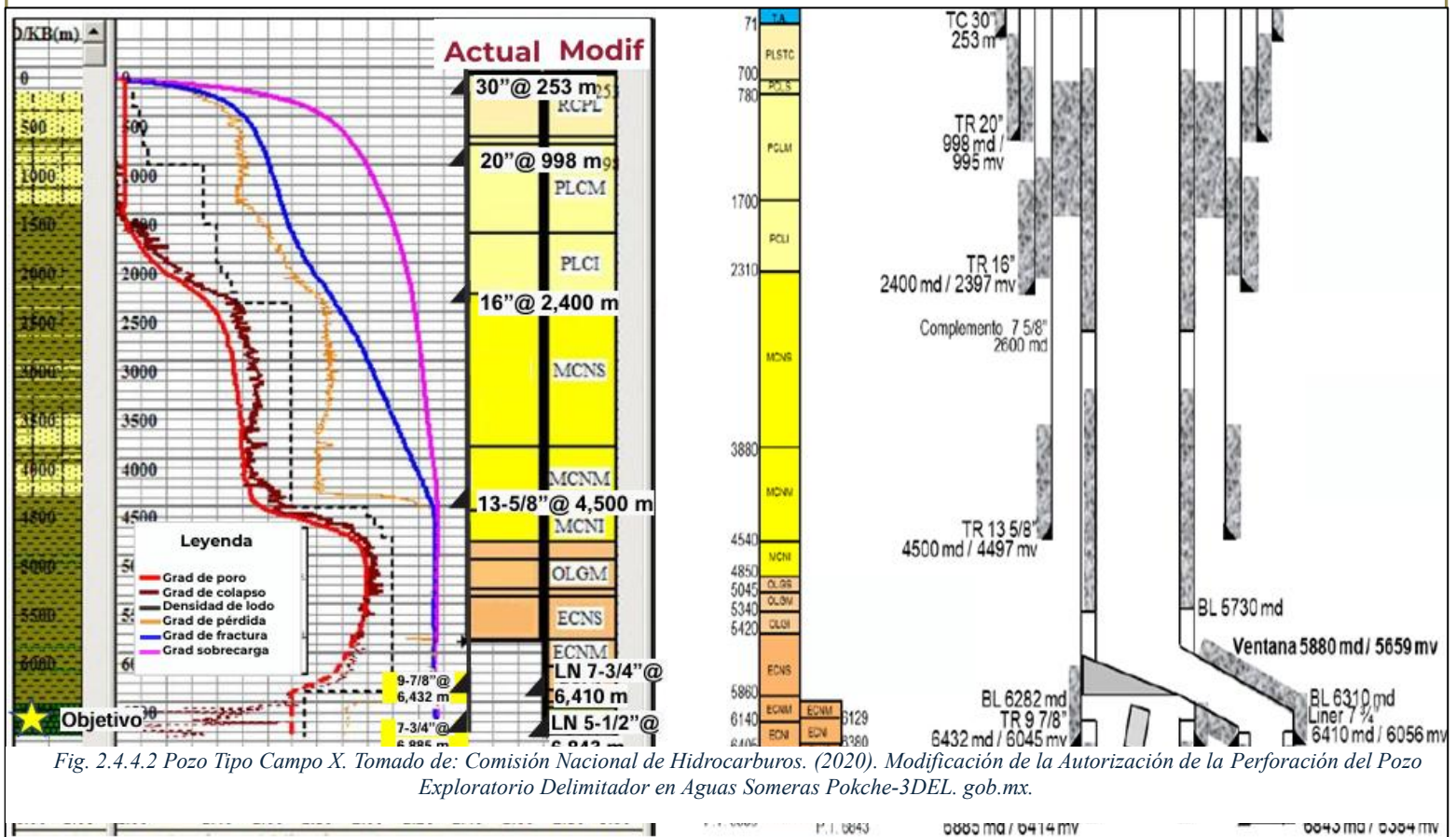


Fig. 2.4.4.2 Pozo Tipo Campo X. Tomado de: Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). Modificación de la Autorización de la Perforación del Pozo Exploratorio Delimitador en Aguas Someras Pokche-3DEL. gob.mx.

- ⌚ Análisis de tiempos reales por fase de actividad

Metodología

Se realiza un análisis estadístico de las operaciones y actividades globales en pozos de correlación, se seleccionan los mejores tiempos de operación para cada una de las fases de actividad. Los pozos de correlación se seleccionan de acuerdo con los datos obtenidos del tiempo de perforación en función de la profundidad. El análisis estadístico proporciona los pozos de correlación.

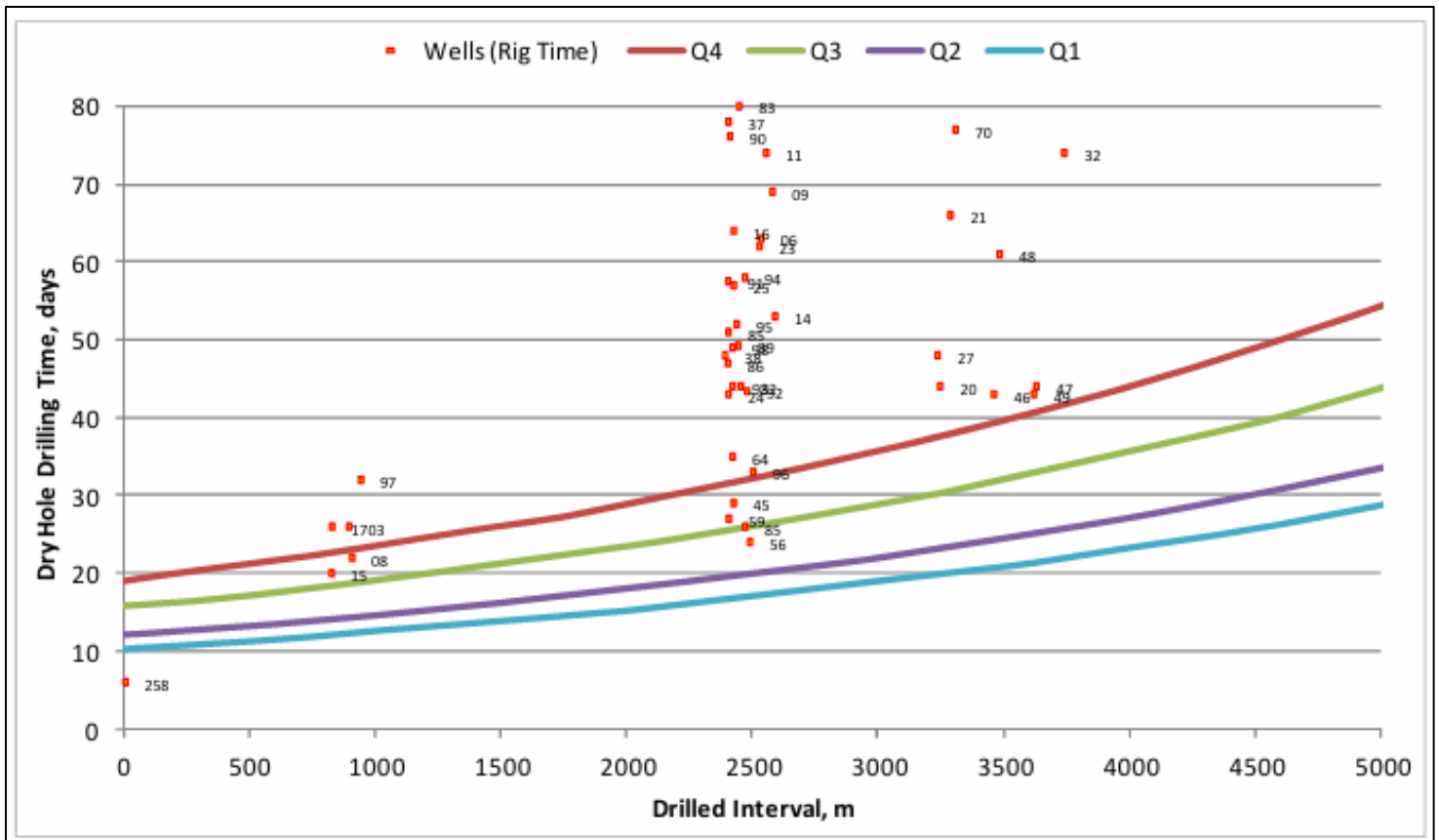


Fig. 2.4.4.3 Datos de Tiempo de Perforación en Función de la Profundidad. Tomado de: Eren, T. 2018. Drilling Time Follow-up with Non-Productive Time Monitoring. Journal of Oil and Gas Coal Technology.

Las curvas de tendencia de cuartiles, estadísticamente representan la distribución de un conjunto de datos en cuatro partes.

- Primer Cuartil (Q1): Representa el valor por debajo del cual se encuentra el 25% de los datos.
- Mediana (Q2): Es el segundo cuartil y divide los datos en dos mitades iguales, con el 50% de los datos por debajo de este valor.
- Tercer Cuartil (Q3): Indica el valor por debajo del cual se encuentra el 75% de los datos.

Metodología

- Rango Intercuartil (IQR): Es la diferencia entre el tercer y el primer cuartil (Q3 - Q1) y abarca el 50% central de los datos

☞ Comparación de tiempos de perforación por pozo y creación del pozo híbrido

Con los datos obtenidos de los reportes de perforación, se crea la curva de profundidad contra tiempo por pozo.

1ra. ETAPA - TR DE 30"		PLANIFICACION DE TIEMPOS - POZOS - CAMPO X												
PROGRAMA -ACTIVIDADES	AGUJERO DE 36"	X-1	X-1A	X-4	X-12	X-22	X-5	X-36	X-24	X-2	X-21	X-6	PROM (Dias)	LT (dias)
Perforar con agua de mar y baches lodo bentonítico de 1.05 gr/cc.		1.04	0.58	0.29	0.17	0.73	0.52	0.20	0.29	0.40	0.42	0.23	0.44	0.17
Circular y acondicionar Agujero		0.50	0.17	0.06	0.04	0.04	0.08	0.06	0.08	0.04	0.06	0.05	0.11	0.04
Realizar Viaje corto		0.12	0.27	0.30	0.17	0.15	0.10	0.09	0.10	0.09	0.15	0.10	0.15	0.09
Circular y acondicionar Agujero. Colocar bache de 1.20 gr/cc		0.21	0.06	0.17	0.17	0.06	0.06	0.08	0.27	0.06	0.10	0.17	0.13	0.06
Levantar barrena de 36" a superficie.		0.10	0.13	0.42	0.21	0.13	0.23	0.15	0.06	0.17	0.06	0.13	0.16	0.06
Preparativos para meter conductor de 30"		0.10	0.10	0.05	0.13	0.15	0.06	0.08	0.13	0.04	0.10	0.08	0.09	0.04
Meter conductor de 30".		0.35	0.38	0.42	0.56	0.33	0.33	0.25	0.52	0.29	0.25	0.33	0.37	0.25
Preparativos para cementar TR 30"		0.13	0.10	0.09	0.09	0.21	0.12	0.13	0.10	0.15	0.08	0.13	0.12	0.08
Cementar conductor de 30" y esperar fraguado, desplazar con lodo próxima etapa.		0.77	0.73	0.96	0.79	0.96	0.94	0.79	0.98	0.79	0.69	0.71	0.83	0.69
Efectuar desconexión y colocar tramo corto con brida soldable 29 ½		0.27	0.77	0.54	0.60	0.46	0.08	0.38	0.35	0.08	1.13	0.17	0.44	0.08
Instalar diverter 29 1/2" (2M), línea de flote y campana		0.63	0.88	1.58	1.67	0.31	0.23	0.79	1.08	0.21	0.42	0.83	0.78	0.21
Meter bna de 26" con sarta lisa y bajar a cima de cemento		0.31	0.33	0.48	0.38	0.50	0.60	0.19	0.31	0.21	0.25	0.17	0.34	0.17
Rebajar cemento, accesorios y reconocer PI		0.27	0.75	0.27	0.08	0.20	0.42	0.27	0.10	0.18	0.08	0.19	0.26	0.08
Levantar bna a superficie		0.12	0.13	0.10	0.13	0.10	0.10	0.13	0.11	0.12	0.13	0.10	0.11	0.10
Armar y meter sarta direccional con bna 26" a fondo perforado		0.70	0.80	0.50	0.80	0.70	0.50	0.73	0.65	0.71	0.63	0.68	0.67	0.50
Tiempo Op. Normales- E- 30"		5.63	6.17	6.23	5.97	5.02	4.39	4.31	5.15	3.54	4.54	4.06	5.00	2.62

Fig. 2.4.4.4 Datos Reportados de Tiempo de Perforación por Pozo. Tomado de: Montiel. 2016. Limite Técnico. Impacto Económico de su Aplicación en Aguas Someras. CMP

Metodología

El pozo híbrido se determina a partir de los mejores tiempos reportados por fase de perforación en cada pozo. Estos datos se integran en una misma gráfica para el análisis comparativo.

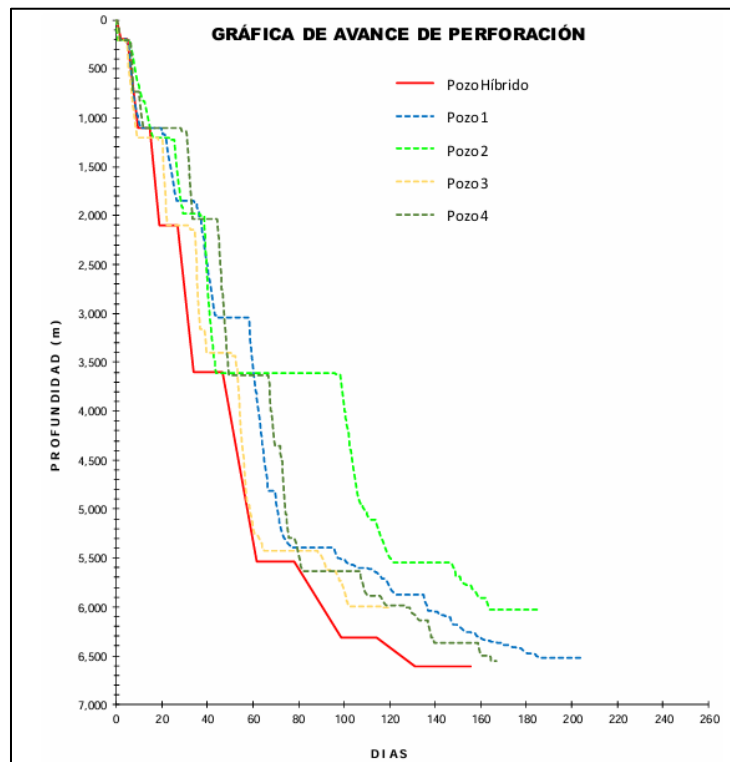


Fig. 2.4.4.5 Gráfica de Avance por Fase de Perforación. Tomado de: Montiel. 2016. Límite Técnico. Impacto Económico de su Aplicación en Aguas Someras. CMP

☞ Seleccionar innovaciones tecnológicas aplicadas al proceso de perforación.

Evaluar el costo-beneficio de las aplicaciones tecnológicas propuestas, por ejemplo, si en los pozos de correlación se observa que se tienen bajos rendimientos, estos se podrían mejorar y/o reducir el número de barrenas requeridas con la aplicación de una mejor tecnología. Los valores estimados de reducción de tiempos con las aplicaciones tecnológicas son restados del Pozo Híbrido de acuerdo con la etapa/actividad en que se esté considerando su aplicación, con lo cual se obtiene lo que se conoce como Límite Técnico. (Montiel, 2016)

2.4.5 KPI

Para determinar el rendimiento del pozo en función de diferentes parámetros se implementan KPIs que faciliten esta tarea.

Metodología

Los indicadores de desempeño (KPI) son una métrica analítica y actualmente su empleo ha jugado un papel cada vez más importante en la ingeniería de perforación ya que proporcionan una evaluación analítica y continua del desempeño en múltiples niveles gerenciales de la organización que nos permiten optimizar el proyecto pozo. (Guzmán, 2017)

Los KPI permiten manipular los datos recabados y contrastarlos con el fin de definir los mejores procesos, creando perfiles de procesos óptimos y creando áreas de oportunidad para efectuar mejores prácticas.

Para fines de este trabajo, los KPI a estudiar son:

- ☰ Pozo
- ☰ Etapa de Perforación
- ☰ Tipo de Actividad (Perforación / No Perforación/ Tiempo No Productivo)
- ☰ Sistema de Perforación

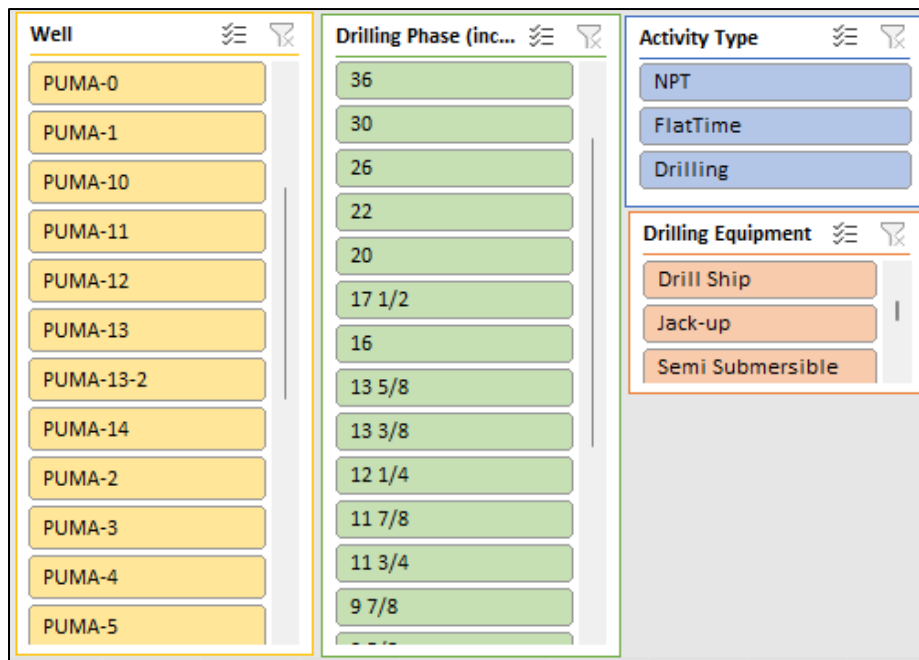


Fig. 2.4.5.1 KPIs para Análisis Comparativo. Creación Propia.

3. Minería de Datos

Los reportes de finales del pozo son un documento extenso que abarcar todas las actividades de exploración, desarrollo, terminación, y abandono. La parte central de este trabajo se enfoca en la

Metodología

perforación. En el reporte de pozo se presentan las curvas de avance en la perforación por cada fase.

De la gráfica de avance, se discretizan dos actividades principales:

- ☉ Tiempo de Perforación
 - Profundización en la formación.

El tiempo de perforación se caracteriza por tener una pendiente diferente de cero. En esta fase es cuando existe un avance de profundización en la formación. Como regla general, la pendiente es negativa debido a la perforación. Sin embargo, en casos particulares, la pendiente puede ser positiva. Cuando la pendiente es positiva se determina que hay un retroceso en la perforación debido a múltiples factores, el principal de ellos es la realización de un sidetrack. Un sidetrack se efectúa cuando por diversas razones no es posible continuar el avance. Las principales razones de un sidetrack son problemas asociados a la formación, por ejemplo, atascamiento de herramientas o tubería, taponamientos forzados, fallos en el equipo, etcétera.

- ☉ Tiempo Plano
 - La profundización en la formación se detiene.

La profundización se detiene por diversos motivos, planeados o no. Planeados cuando se ejecutan actividades programadas; adquisición de datos, cementación, pruebas de producción; se integran en los tiempos Productivos.

En contraste, cuando ocurren eventos no planeados; reventón del pozo, mal clima, fallas del equipo; estos fenómenos son parte de los Tiempos No Productivos.

Estos problemas impactan negativamente en el desempeño de las actividades, generando tiempos perdidos y aumentando costos. Debido a esto, es importante analizar los antecedentes de riesgos asociados de la perforación con pozos de correlación para aprender de los acontecimientos ocurridos, implementar estrategias de prevención, y proponer mejores prácticas.

En la gráfica de avance, el tiempo plano se caracteriza por tener pendiente igual con cero.

Estableciendo los parámetros a considerar, tiempos de perforación y planos por fase, se estudió la gráfica de avance por pozo en una determinada ubicación geográfica.

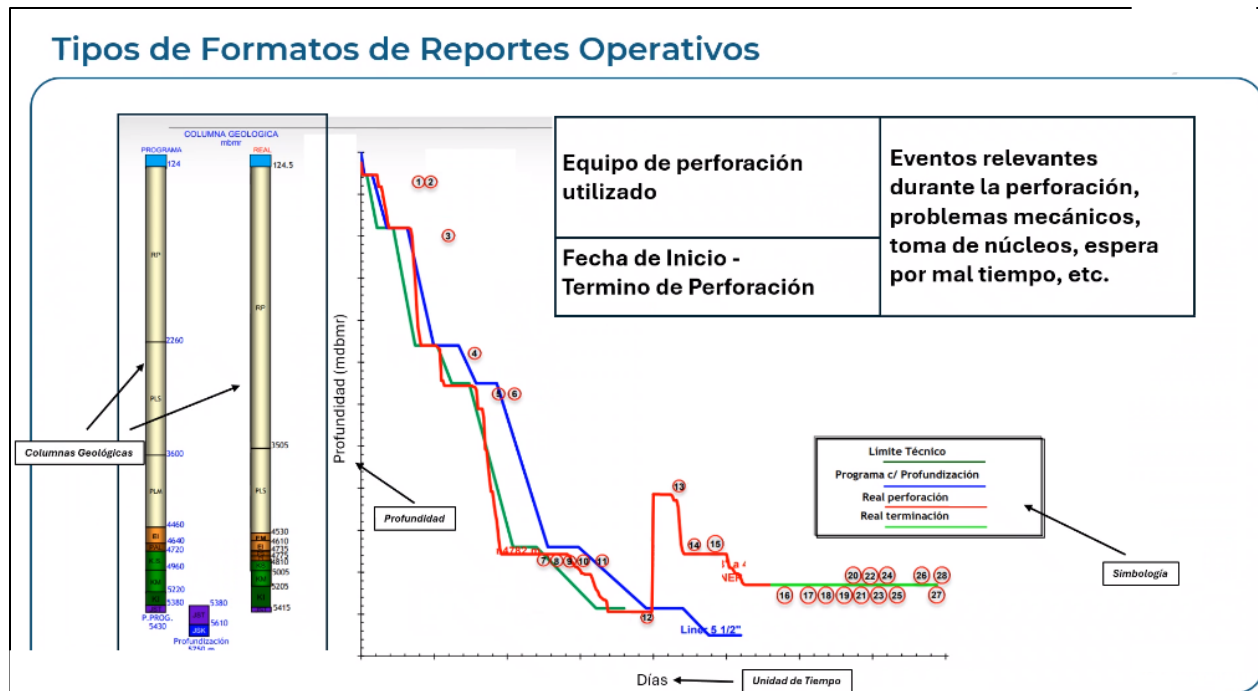


Fig. 3.1 Gráfica de avance en la perforación. Tomado de: Cruz, A. (2024, septiembre). Desempeño de la Perforación de Pozos. Conferencia. ENI México.

La examinación de la gráfica de avance se colectó la siguiente información:



Fig. 3.2 Parámetros para Colección de Datos. Creación Propia.

Metodología

Se creó una matriz de los datos colectados para su manipulación. Se estableció de la siguiente manera. De esta forma, existen dos tipos de actividades en cada etapa; perforación y tiempo plano.

Well	Drilling Phase (inches)	Activity Type	Phase Top (m) MD	Phase Bottom (m) MD	Min Hours	Máx Hours	Min Days	Max Days	ROP (m/h)
PUMA-1	0	FlatTime	0	0	0	0	0	0	0.0
PUMA-1	30	Standard	0	307	0	72	0	3	4.3
PUMA-1	30	FlatTime	307	307	72	120	3	5	0.0
PUMA-1	20	Standard	307	930	120	240	5	10	5.2
PUMA-1	20	FlatTime	930	930	240	552	10	23	0.0
PUMA-1	13 3/8	Standard	930	3184	552	1608	23	67	2.2
PUMA-1	13 3/8	FlatTime	3184	3184	1608	2256	67	94	0.0
PUMA-1	11 3/4	Standard	3184	4092	2256	2712	94	113	2.0
PUMA-1	11 3/4	FlatTime	4092	4092	2712	3456	113	144	0.0

Tabla 3.1 Matriz de Colección de Datos. Creación Propia.

Para igualar las gráficas de los reportes, es necesario registrar los tiempos por cada fase. Se agregó otra columna con los tiempos acumulados previo a operaciones.

Para determinar el ROP (m/h), se aplicó la ley cinemática de la rapidez; variación de la posición respecto al tiempo. El tiempo en días se convirtió a horas. En este método, se obtuvo mediante la pendiente de la recta.

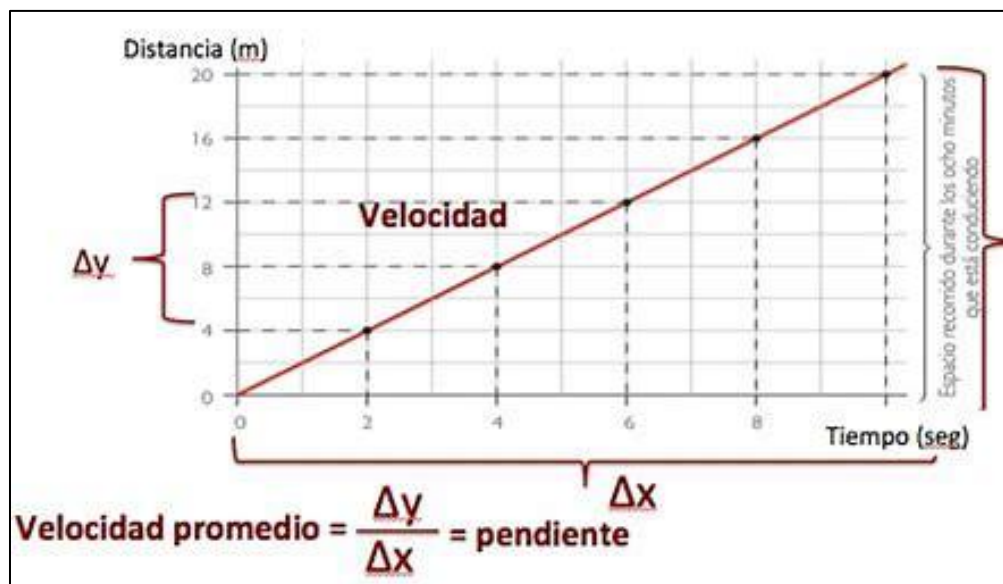


Fig. 3.3 Velocidad promedio en forma diferencial. Tomado de: Google.images

Metodología

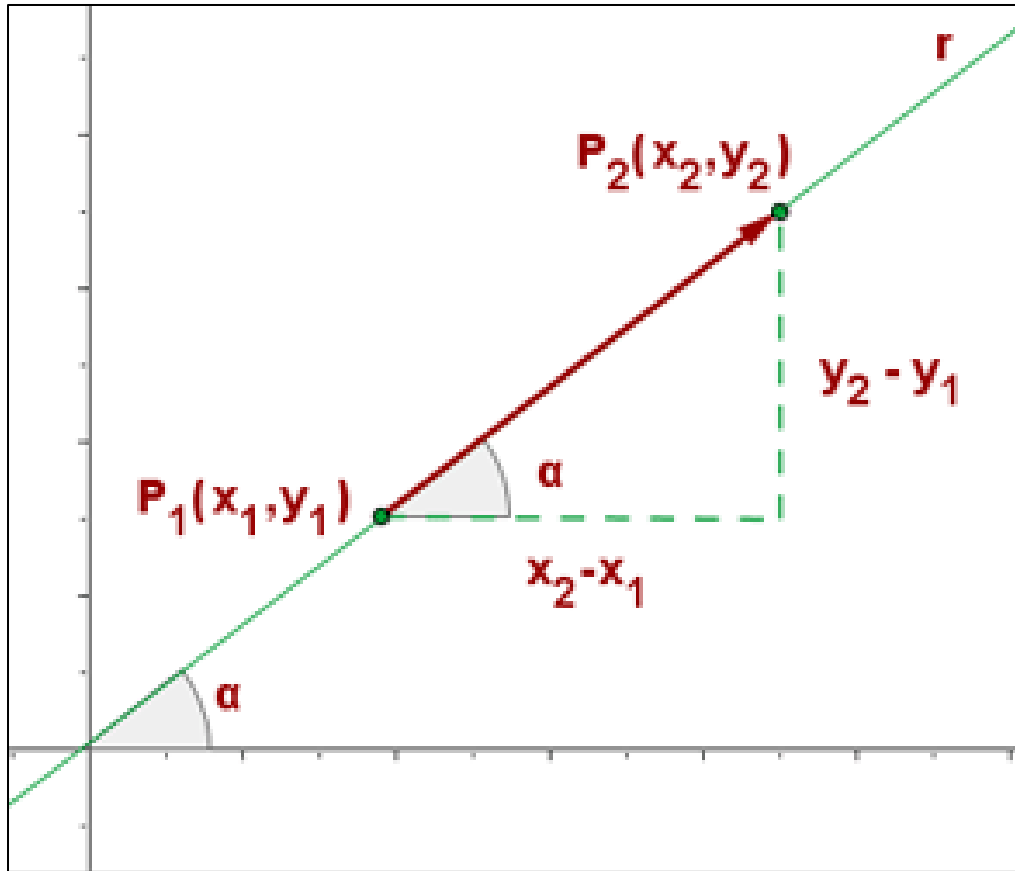


Fig. 3.4 Pendiente de la recta. Tomado de Google.images

Esta fórmula calcula la pendiente de una línea de regresión entre dos conjuntos de datos, maneja cualquier error que pueda ocurrir durante el cálculo y redondea el resultado hacia arriba a un decimal.

```
= ROUNDUP(IFERROR(SLOPE(Table2[@[Phase Top (m) MD]:[Phase Bottom (m) MD]],Table2[@[Mín Hours]:[Máx Hours]]),0),1)
```

El tipo de actividad es función de la pendiente.

Cuando la pendiente es igual con cero, la actividad es plana (Flat Time)

Cuando es difere de zero, la actividad es de perforación (Drilling Time)

Esta condición lógica permite discretizar el tipo de tiempo por etapa, (Perforación, Plano, No).

```
=IF([@Slope]>0,"Standard","FlatTime")
```


Metodología

La gráfica de avance se caracteriza por representar el tiempo de cada operación, estos tiempos se dividen en:

⌚ Tiempos de Perforación

Aquellos donde la pendiente de la recta es negativa, o el ROP es mayor a zero.

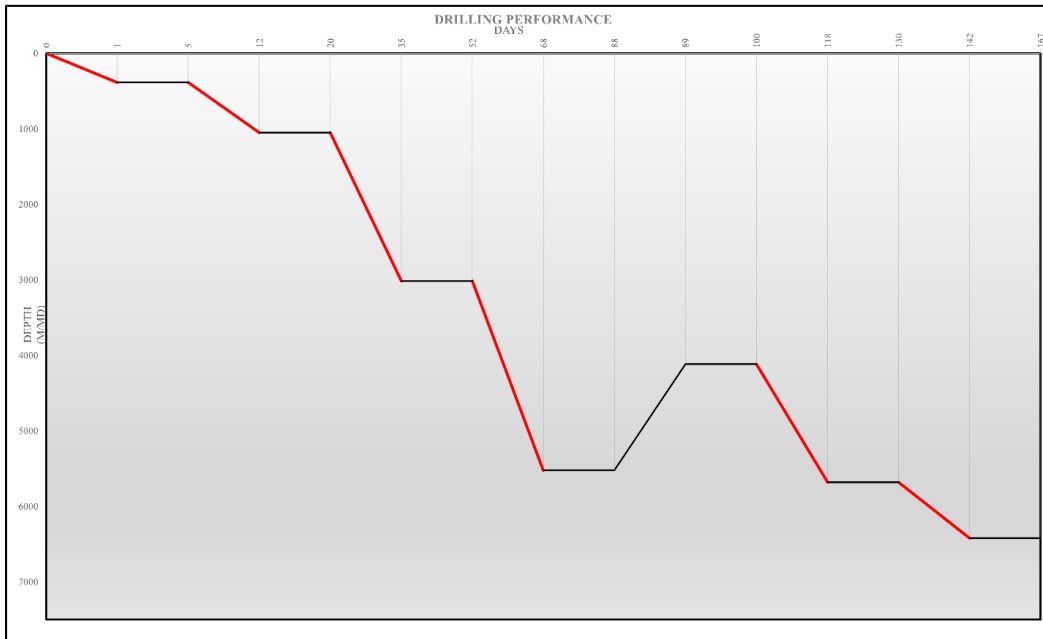


Fig. 3.5 Representación Gráfica Tiempo de Perforación (Línea Roja). Creación Propia.

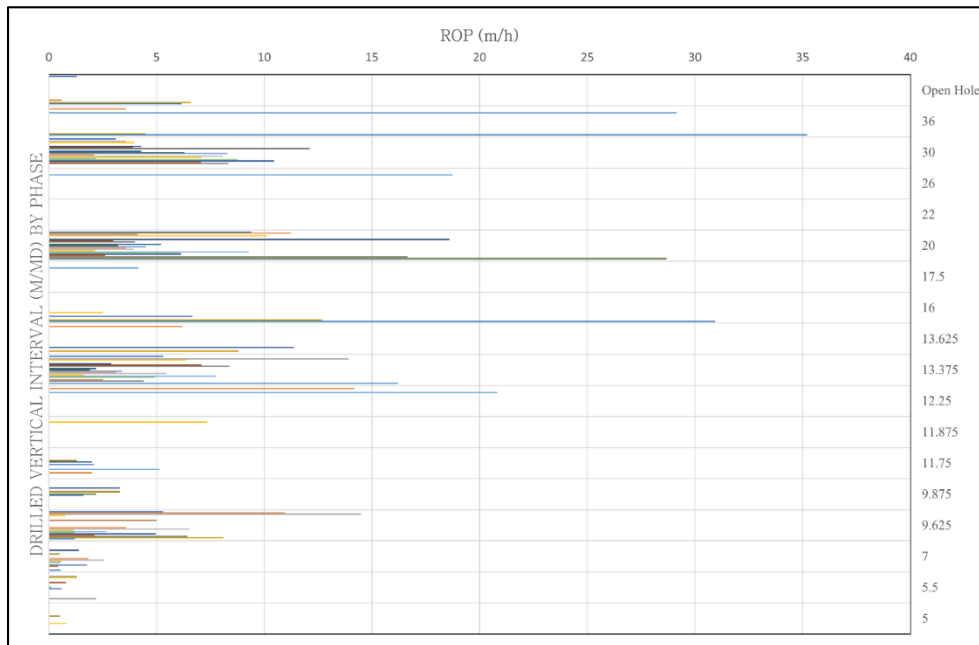


Fig. 3.6 Modelo Comparativo de ROP por Fase. Creación Propia.

Metodología

⌚ Tiempos Planos

Aquellos donde la pendiente de la recta y el ROP es igual con cero,

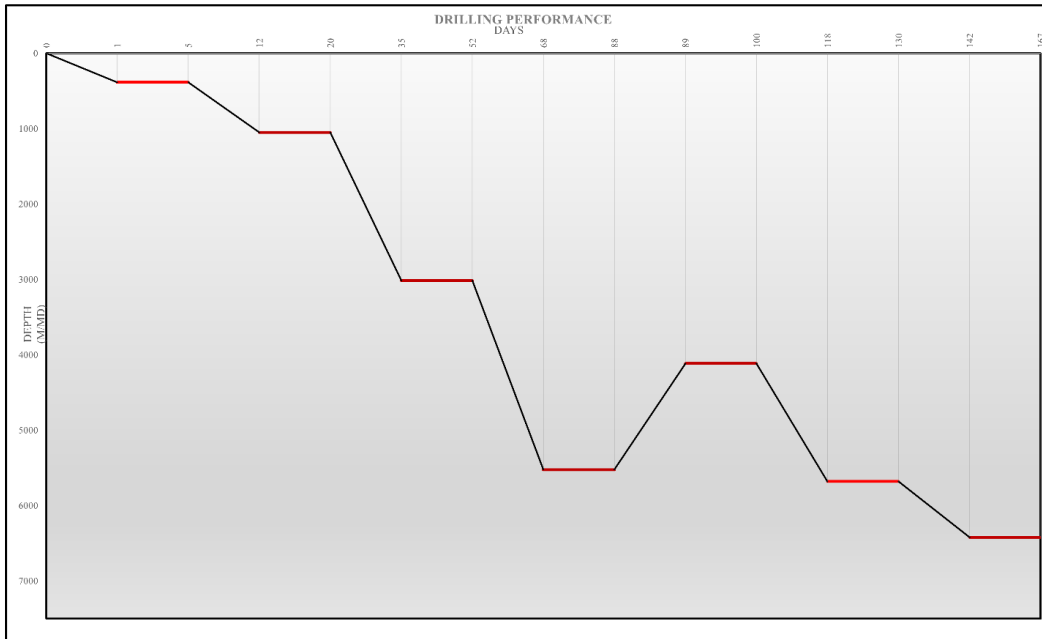


Fig. 3.7 Representación Gráfica Tiempos Planos (Línea Roja). Creación Propia.

⌚ Tiempos No Productivos

Aquellos donde la pendiente es positiva y el ROP es menor a zero.

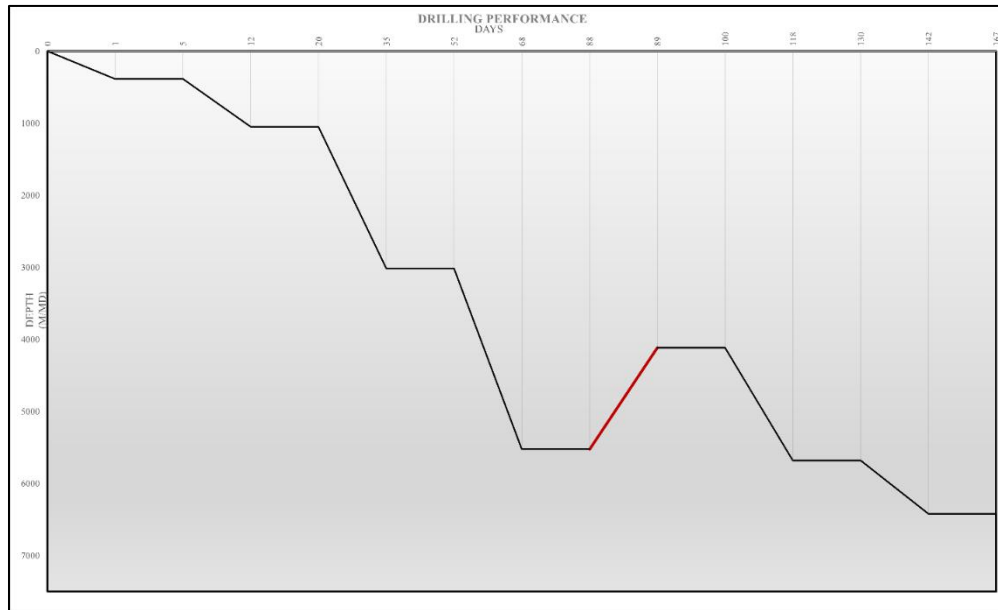


Fig. 3.8 Representación Gráfica Tiempos No Productivos (Línea Roja). Creación Propia.

Metodología

El proceso se reiteró para todos los pozos con datos disponibles hasta obtener el comportamiento de perforación más verosímil de acuerdo con la información disponible

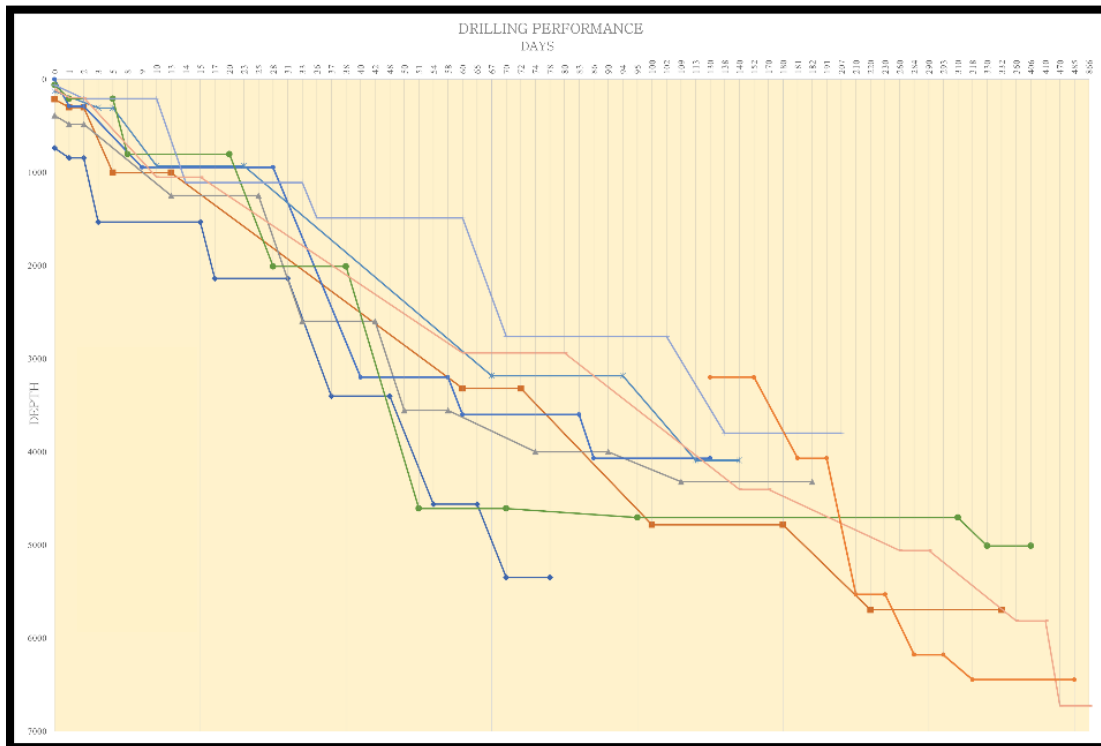


Fig. 3.9 Comportamiento de Perforación de Pozos. Creación Propia

La figura anterior representa el avance de perforación para cada pozo, sin embargo, el parámetro de tiempo no está a escala. Para solucionar este problema, se integró un pozo con equivalente al máximo tiempo de perforación registrado, y profundidad cero.

Se obtuvo la siguiente gráfica. Este gráfico facilita comparar el conjunto de pozos para determinar el comportamiento de la perforación en el campo.

Con las profundidades y tiempos a escala, el comportamiento es más verosímil a la realidad. Se facilita el análisis comparativo, el ROP se modela igual a la realidad, es decir, a mayores profundidades la pendiente se vuelve más suave, entre otros factores, por la compactación de la formación que disminuye la velocidad de penetración. Los tiempos planos también se prolongan por adquisición de datos, principalmente, pruebas de producción.

Se refuta la correlación entre el desempeño de la perforación y el ROP.

Además, se identifican las potenciales dificultades afrontadas vislumbradas por el lento avance, tiempos planos largos, y el retroceso de la profundización (sidetracks).

Metodología

Well	Drilling Phase (inches)	Activity Type	Phase Top (m) MD	Phase Bottom (m) MD	Min Hours	Máx Hours	Min Days	Máx Days	ROP (m/h)	Drilling Equipment
PUMA-0	0	FlatTime	0	0	0	0	0	0	0.0	Semi Submersible
PUMA-0	36	Standard	739	845	0	24	0	1	4.5	Semi Submersible
PUMA-0	36	FlatTime	845	845	24	48	1	2	0.0	Semi Submersible
PUMA-0	20	Standard	845	1533	48	72	2	3	28.7	Semi Submersible
PUMA-0	20	FlatTime	1533	1533	72	360	3	15	0.0	Semi Submersible
PUMA-0	16	Standard	1533	2140	360	408	15	17	12.7	Semi Submersible
PUMA-0	16	FlatTime	2140	2140	408	744	17	31	0.0	Semi Submersible
PUMA-0	13 5/8	Standard	2140	3402	744	888	31	37	8.8	Semi Submersible
PUMA-0	13 5/8	FlatTime	3402	3402	888	1152	37	48	0.0	Semi Submersible
PUMA-0	9 5/8	Standard	3402	4563	1152	1296	48	54	8.1	Semi Submersible
PUMA-0	9 5/8	FlatTime	4563	4563	1296	1560	54	65	0.0	Semi Submersible
PUMA-0	Open Hole	Standard	4563	5350	1560	1680	65	70	6.6	Semi Submersible
PUMA-0	Open Hole	FlatTime	5350	5350	1680	1872	70	78	0.0	Semi Submersible
PUMA-1	0	FlatTime	0	0	0	0	0	0	0.0	Semi Submersible
PUMA-1	30	Standard	0	307	0	72	0	3	4.3	Semi Submersible
PUMA-1	30	FlatTime	307	307	72	120	3	5	0.0	Semi Submersible
PUMA-1	20	Standard	307	930	120	240	5	10	5.2	Semi Submersible
PUMA-1	20	FlatTime	930	930	240	552	10	23	0.0	Semi Submersible
PUMA-1	13 3/8	Standard	930	3184	552	1608	23	67	2.2	Semi Submersible
PUMA-1	13 3/8	FlatTime	3184	3184	1608	2256	67	94	0.0	Semi Submersible
PUMA-1	11 3/4	Standard	3184	4092	2256	2712	94	113	2.0	Semi Submersible
PUMA-1	11 3/4	FlatTime	4092	4092	2712	3456	113	144	0.0	Semi Submersible
PUMA-10	0	FlatTime	0	0	0	0	0	0	0.0	Semi Submersible
PUMA-10	30	Standard	0	303	0	72	0	3	4.3	Semi Submersible
PUMA-10	30	FlatTime	303	303	72	432	3	18	0.0	Semi Submersible
PUMA-10	20	Standard	303	2081	432	528	18	22	18.6	Semi Submersible
PUMA-10	20	FlatTime	2081	2081	528	864	22	36	0.0	Semi Submersible
PUMA-10	13 3/8	FlatTime	2081	1809	864	912	36	38	-5.7	Semi Submersible
PUMA-10	13 3/8	Standard	1809	3320	912	1440	36	60	2.9	Semi Submersible
PUMA-10	13 3/8	FlatTime	3320	3320	1440	1824	60	76	0.0	Semi Submersible
PUMA-10	9 7/8	Standard	3320	4784	1824	2400	76	100	2.6	Semi Submersible
PUMA-10	9 7/8	FlatTime	4784	4784	2400	3120	100	130	0.0	Semi Submersible
PUMA-10	9 7/8	Standard	4784	5720	3120	3408	130	142	3.3	Semi Submersible
PUMA-10	7	FlatTime	5720	5720	3408	4272	142	178	0.0	Semi Submersible
PUMA-10	7	FlatTime	5720	4784	4272	4368	178	182	-9.8	Semi Submersible
PUMA-10	7	Standard	4784	5698	4368	5040	178	210	1.4	Semi Submersible
PUMA-10	7	FlatTime	5698	5698	5040	7968	178	332	0.0	Semi Submersible

Tabla 3.2 Matriz de Datos para la Creación de Gráficas de Avance. Creación Propia

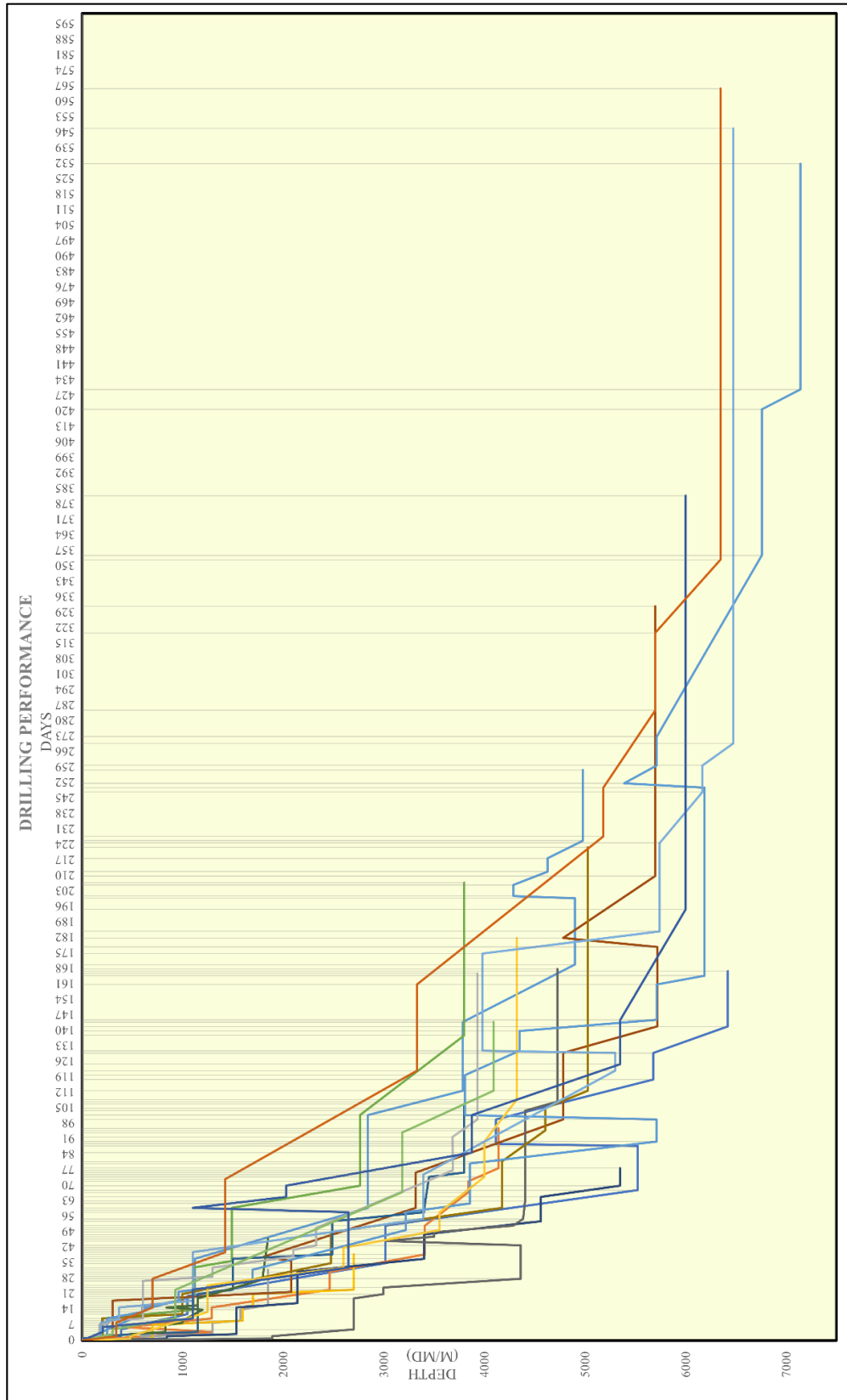


Fig. 3.10 Desempeño de la Perforación. Creación Propia.

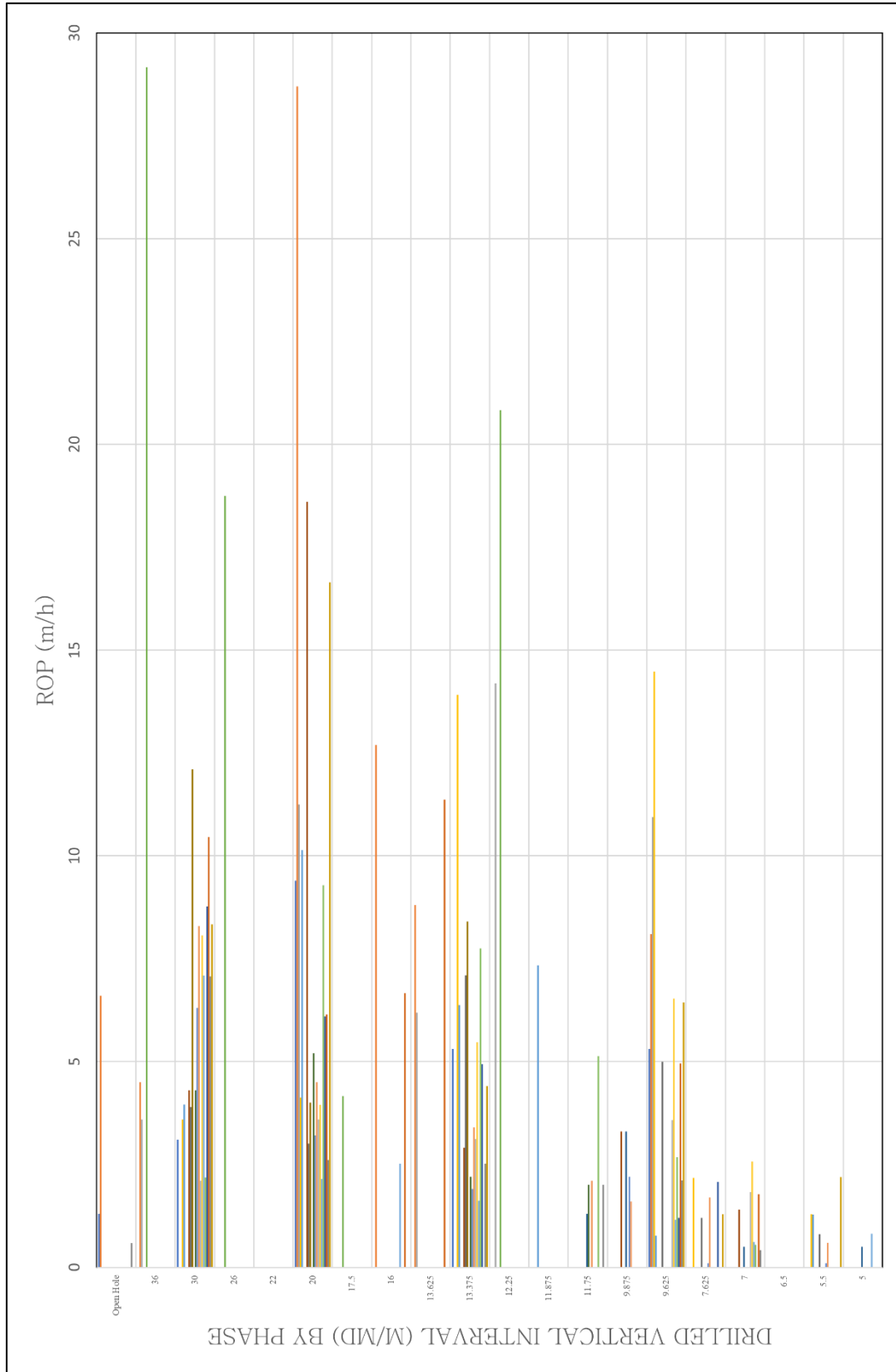


Fig. 3.12 ROP (m/h) por fase. Creación Propia.

Metodología

El análisis estadístico para analizar los mejores tiempos se efectúa con los puntos dados por tiempo (días), en función de la profundidad (TVDSS).

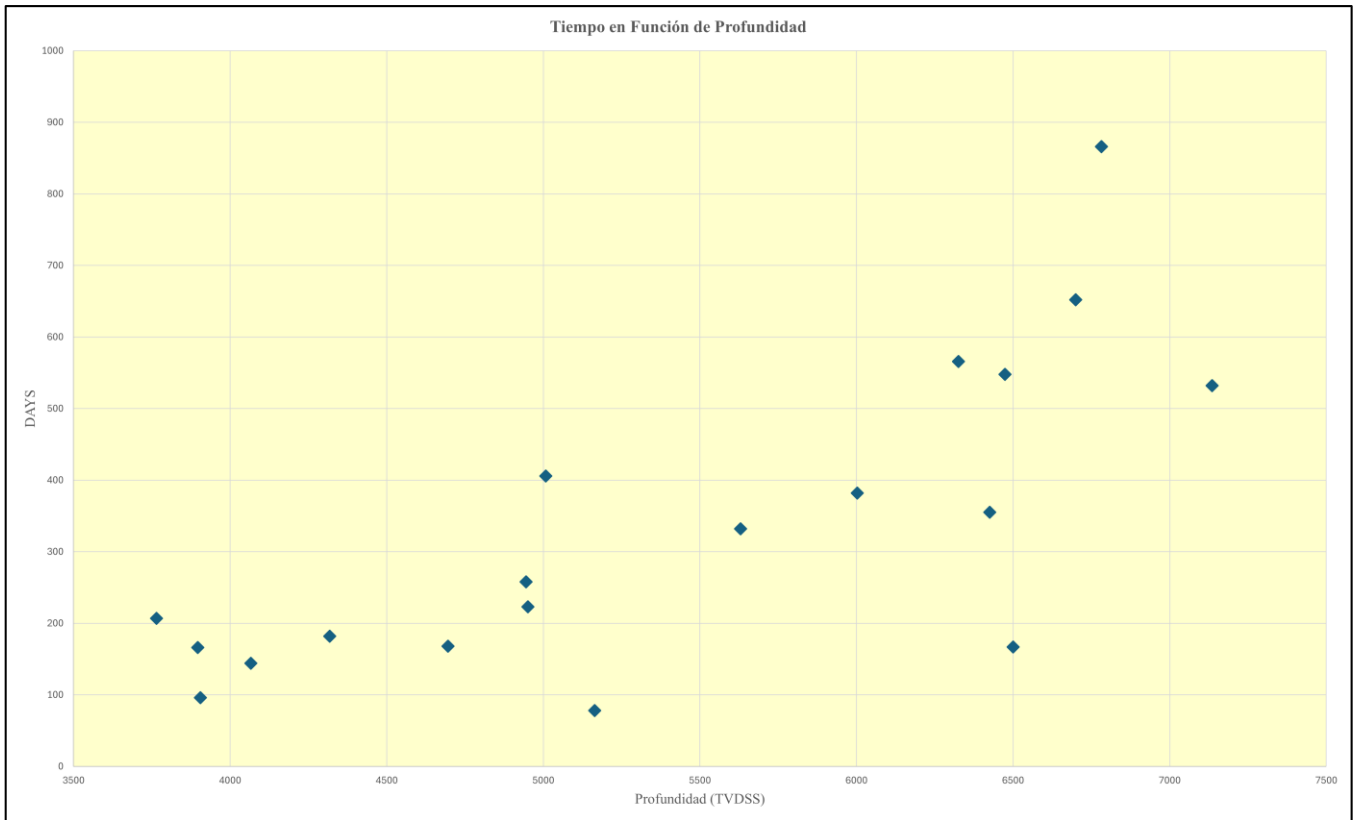


Fig. 3.13 Tiempo de Perforación. Creación Propia.

La correlación estadística de los datos registrados es manipulada con el software de ciencia de datos R; el resultado es:

El script para obtener la regresión cuartil: $\tau \in \{0.25, 0.5, 75, 95\}$

Metodología

```
install.packages("quantreg")
install.packages("ggplot2")
library(quantreg)
library(ggplot2)

# Datos proporcionados
depth_tvdss <- c(3765, 3896.6, 3905.3, 4066, 4318.1, 4695.9, 4945, 4950.5, 5008, 5164, 5629.3,
6002, 6325.2, 6425, 6474.2, 6500, 6700, 6782.2, 7135)

days <- c(207, 166, 96, 144, 182, 168, 258, 223, 406, 78, 332, 382, 566, 355, 548, 167, 652, 866,
532)

# Crear un DataFrame
data <- data.frame(Depth_TVDSS = depth_tvdss, Days = days)

# Ajustar modelos de regresión cuantílica
model_25 <- rq(Days ~ Depth_TVDSS, data = data, tau = 0.25)
model_50 <- rq(Days ~ Depth_TVDSS, data = data, tau = 0.50)
model_75 <- rq(Days ~ Depth_TVDSS, data = data, tau = 0.75)
model_95 <- rq(Days ~ Depth_TVDSS, data = data, tau = 0.95)

# Crear el gráfico
ggplot(data, aes(x = Depth_TVDSS, y = Days)) + geom_point() + geom_abline(intercept =
coef(model_25)[1], slope = coef(model_25)[2], color = "red", linetype = "dashed") +
geom_abline(intercept = coef(model_50)[1], slope = coef(model_50)[2], color = "blue") +
geom_abline(intercept = coef(model_75)[1], slope = coef(model_75)[2], color = "green", linetype =
"dashed") +
geom_abline(intercept = coef(model_95)[1], slope = coef(model_95)[2], color = "purple", linetype
= "dotted") + labs(title = "Quantile Regression Lines",
x = "Depth TVDSS",
y = "Days") +
theme_minimal()
```


Metodología

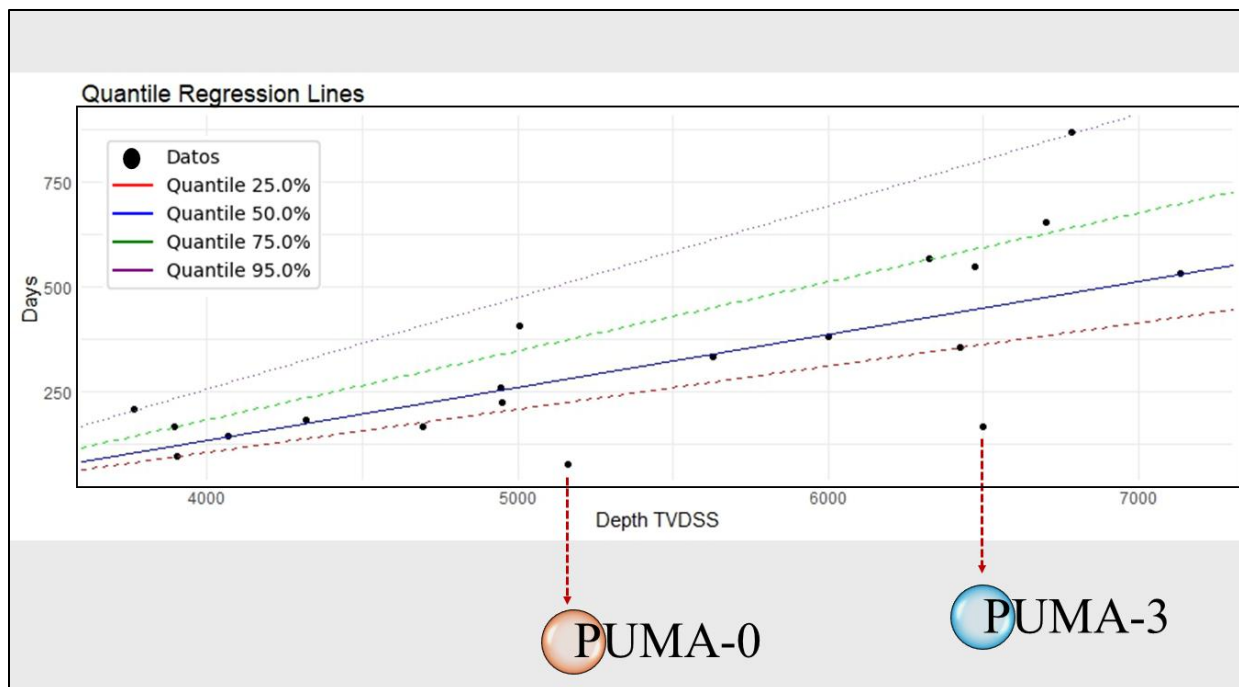


Fig. 3.14 Regresión Cuartil Empleando RStudio. Creación Propia.

El área entre la línea del cuartil 2 y la línea del cuartil 3 es el segundo cuartil, y respectivamente el área entre las líneas del cuartil 3 y 4 se denomina tercer cuartil. Y el área por encima de la línea del cuartil 4 se denomina cuarto cuartil.

El gráfico se presenta con líneas de cuartil, lo que revela dos pozos, (PUMA-0 y PUMA-3), perforados en el campo petrolífero están en la mejor clasificación de datos de cuartil de su clase. Estos son los pozos en la mejor área de su clase, son deseables para ser perforados por los contratistas, ya que van a ser los pozos perforados con la menor duración y los mayores intervalos a perforar. En este caso, los pozos con los mejores tiempos perforados, PUMA-0 & PUMA-3, son la base para crear el límite técnico

	PUMA-0			PUMA-3			Hybrid		
Drilling Phase (inches)	Max Depth (M/MD)	Drilling Days	Flat Days	Max Depth (M/MD)	Drilling Days	Flat Days	Best Depth (M/MD)	Best Drilling Days	Best Flat Days
36	845	1	1	387	2	3	845	1	1
20	1533	1	12	1049	7	8	1533	1	8
16	2140	2	14	3018	15	17	3018	2	14
13 5/8	3402	6	11				3402	6	11
9 5/8	5350	6	11	5525	18	12	5525	6	11
7	4563			5682	12	25	5682	12	25
Open Hole		5	8	6422			6422	5	8

Tabla 3.3 Matriz de datos con mejores tiempos y profundidades por fase de perforación para pozo híbrido. Creación Propia.

Metodología

Para obtener la gráfica de avance de perforación, se creó la siguiente matriz de datos. Se dividió cada fase de perforación en función del tiempo y profundidad en dos parámetros: Drilling Time, dónde se penetra la formación. Flat Time, correspondiente a todas las demás actividades donde no se profundiza en la formación.

Se contabilizó por el tiempo en días que cada fase tomó en completarse, así como la profundidad alcanzada.

Well	Drilling Phase (inches)	Activity Typ	Drilling Day	Flat Tim	Cumulative Drilling Day	Cumulative Flat Tim	Total Cumulative Day	Min Dep	Max Dep
PUMA-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PUMA-3	36	Drilling	2	0	2	0	2	0	387
PUMA-3	36	Flat	0	3	2	3	5	387	387
PUMA-3	20	Drilling	7	0	9	3	12	387	1049
PUMA-3	20	Flat	0	8	9	11	20	1049	1049
PUMA-3	16	Drilling	15	0	24	11	35	1049	3018
PUMA-3	16	Flat	0	17	24	28	52	3018	3018
PUMA-3	13.375	Drilling	16	0	40	28	68	3018	5525
PUMA-3	13.375	Flat	0	32	40	60	100	5525	5525
PUMA-3	9.625	Drilling	18	0	58	60	118	5525	5682
PUMA-3	9.625	Flat	0	12	58	72	130	5682	5682
PUMA-3	7	Drilling	12	0	70	72	142	5682	6422
PUMA-3	7	Flat	0	25	70	97	167	6422	6422
PUMA-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PUMA-0	36	Drilling	1	0	1	0	1	739	845
PUMA-0	36	Flat	0	1	1	1	2	845	845
PUMA-0	20	Drilling	1	0	2	1	3	845	1533
PUMA-0	20	Flat	0	12	2	13	15	1533	1533
PUMA-0	16	Drilling	2	0	4	13	17	1533	2140
PUMA-0	16	Flat	0	14	4	27	31	2140	2140
PUMA-0	13.625	Drilling	6	0	10	27	37	2140	3402
PUMA-0	13.625	Flat	0	11	10	38	48	3402	3402
PUMA-0	9.625	Drilling	6	0	16	38	54	3402	4563
PUMA-0	9.625	Flat	0	11	16	49	65	4563	4563
PUMA-0	Open Hole	Drilling	5	0	21	49	70	4563	5350
PUMA-0	Open Hole	Flat	0	8	21	57	78	5350	5350
Hybryd	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hybryd	36	Drilling	1	0	1	0	1	0	845
Hybryd	36	Flat	0	1	1	1	2	845	845
Hybryd	20	Drilling	1	0	2	1	3	845	1533
Hybryd	20	Flat	0	8	2	9	11	1533	1533
Hybryd	16	Drilling	2	0	4	9	13	1533	3018
Hybryd	16	Flat	0	14	4	23	27	3018	3018
Hybryd	13.375	Drilling	6	0	10	23	33	3018	5350
Hybryd	13.375	Flat	0	11	10	34	44	5350	5350
Hybryd	9.625	Drilling	6	0	16	34	50	5350	5525
Hybryd	9.625	Flat	0	11	16	45	61	5525	5525
Hybryd	7	Drilling	12	0	28	45	73	5525	5682
Hybryd	7	Flat	0	25	28	70	98	5682	5682
Hybryd	Open Hole	Drilling	5	0	33	70	103	5682	6422
Hybryd	Open Hole	Flat	0	8	33	78	111	6422	6422

Tabla 3.4 Matriz de Datos para la Selección del Mejor Tiempo de Perforación. Creación Propia

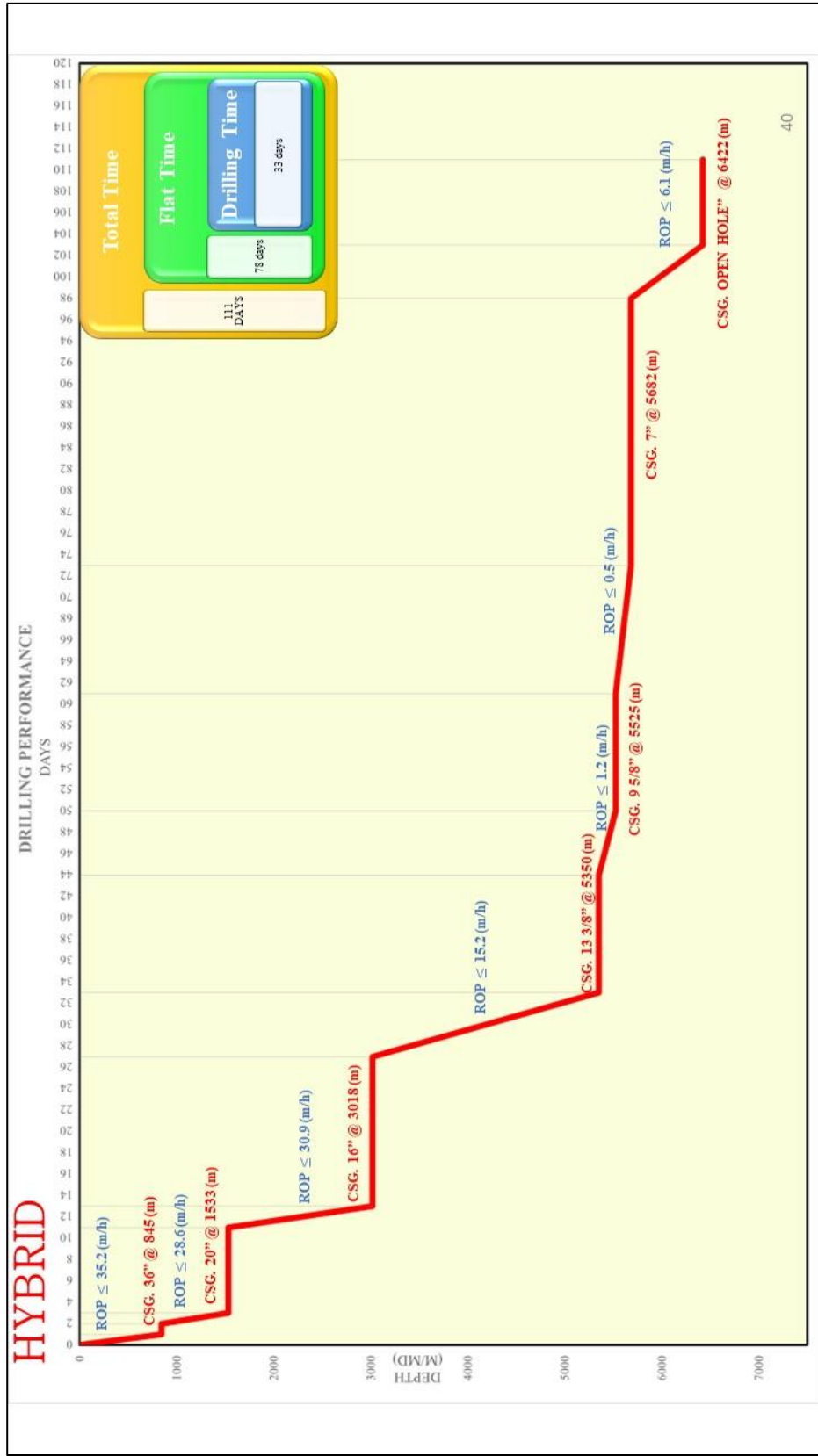


Fig. 3.16 Simulación Pozo Híbrido. Creación Propia.

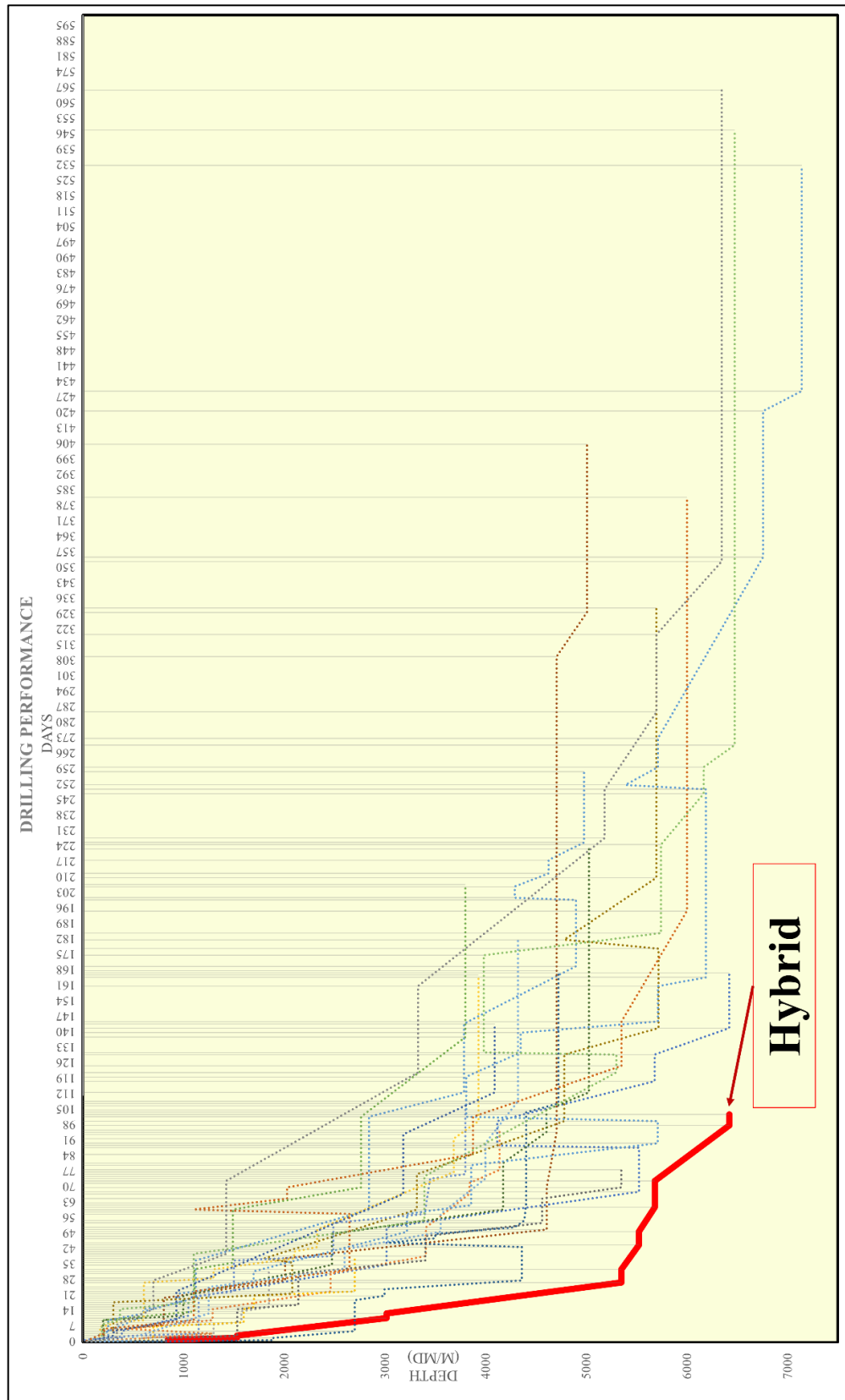


Fig. 3.17 Comparación Límite Técnico. Creación Propia.

Resultados

4. Resultados

El posicionamiento del campo de estudio se ubica en aguas territoriales del golfo de México.

Para el análisis de riesgo se estudiaron los principales problemas asociados en el desarrollo de la perforación de 10 pozos que son base para establecer la correlación comparativa de tiempos de perforación y riesgos operativos asociados en el área determinada. Tiempo total de operaciones, se discretizó el tiempo en sus vertientes de perforación, plano, y no productivo. Se comparó el comportamiento del desempeño real de cada pozo en comparación con el desempeño con el límite técnico, a fin de establecer el tiempo potencial ahorrado en condiciones ideales.

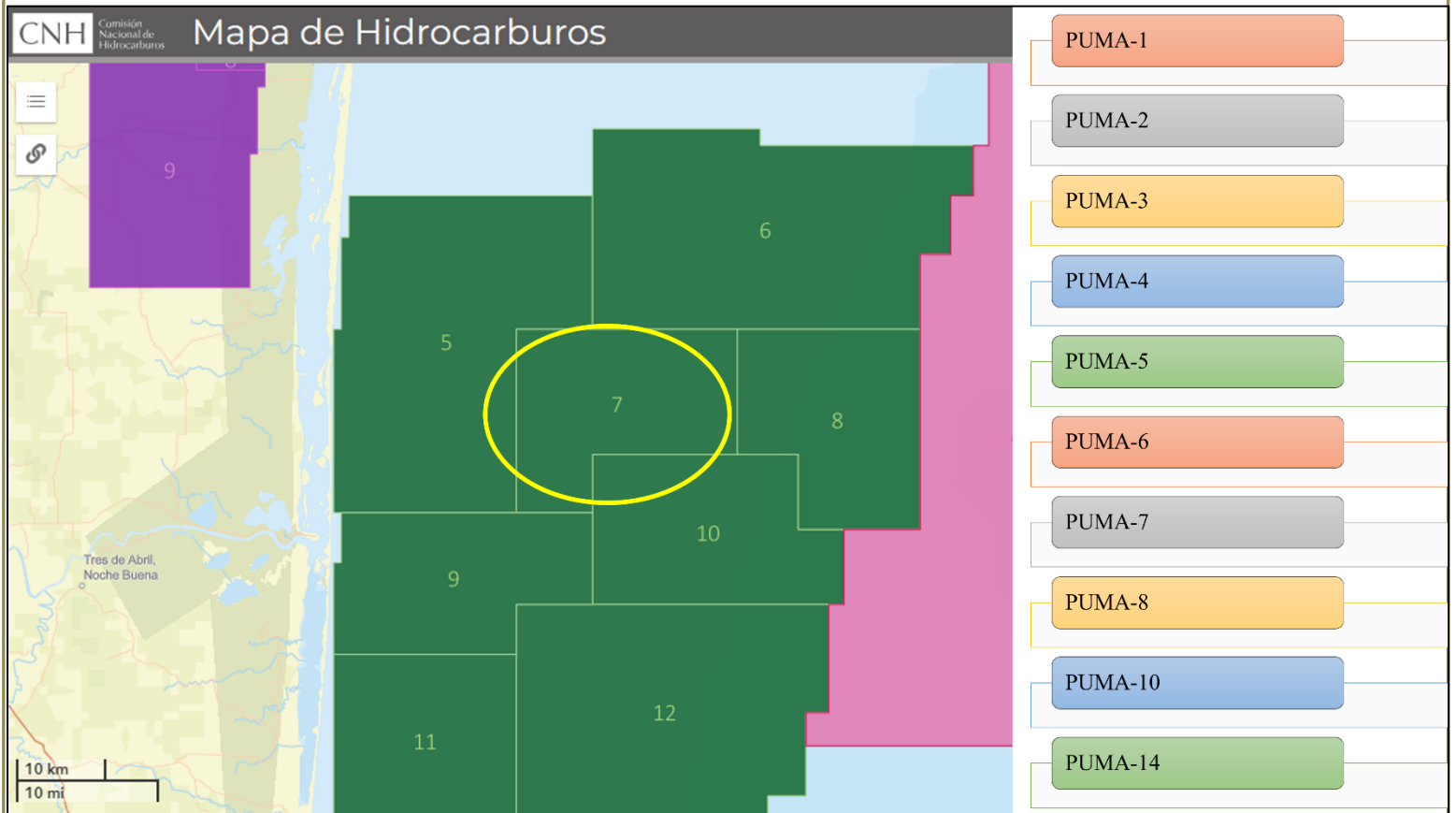


Fig. 4.1 Ubicación Geográfica del Campo de Estudio en Aguas Territoriales del Golfo de México. Fuente Comisión Nacional de Hidrocarburos. Mapa de Hidrocarburos. gob.mx. <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>

Resultados

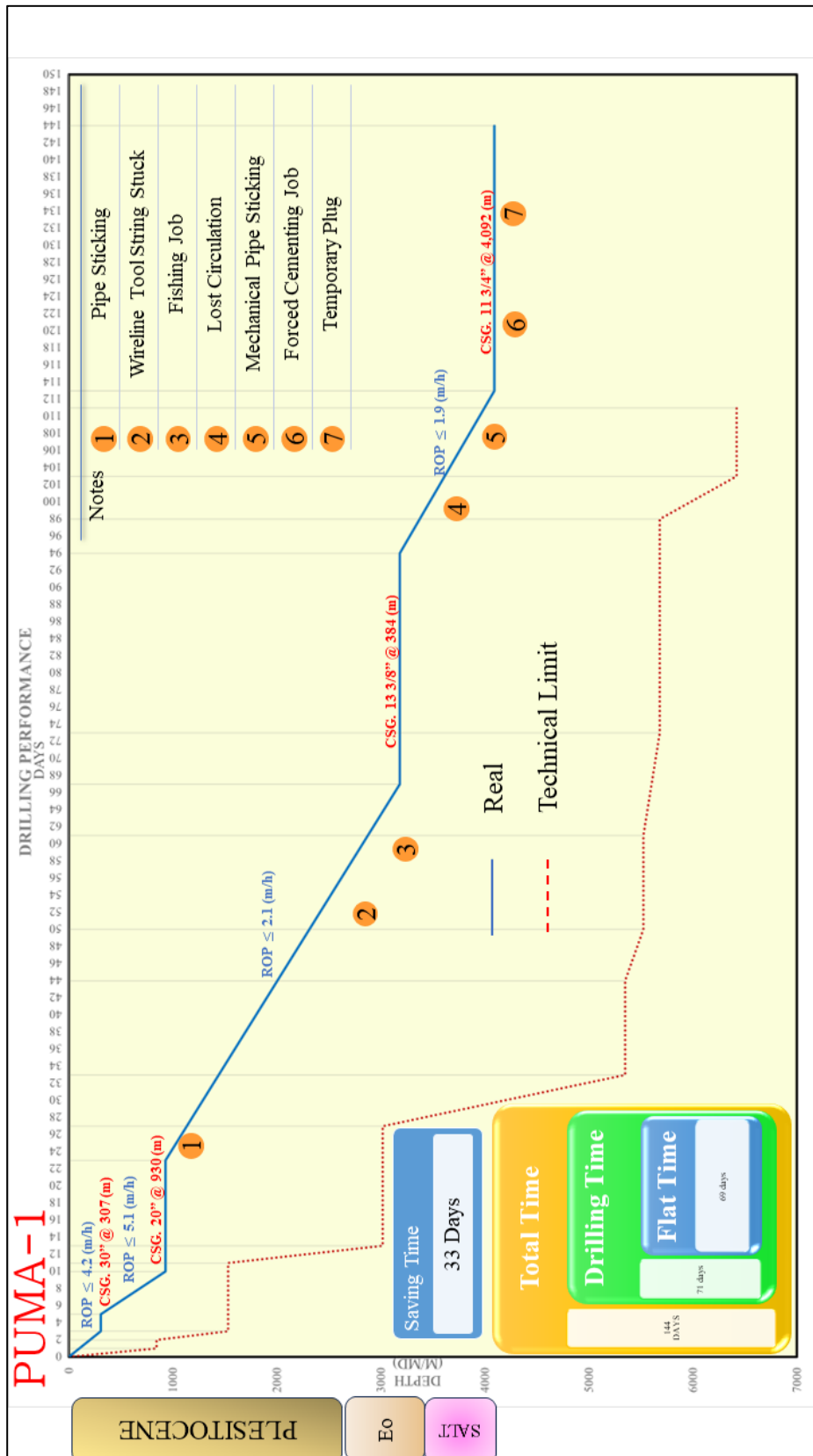


Fig. 4.2 Desempeño de la Perforación PUMA-1. Creación Propia.

Resultados

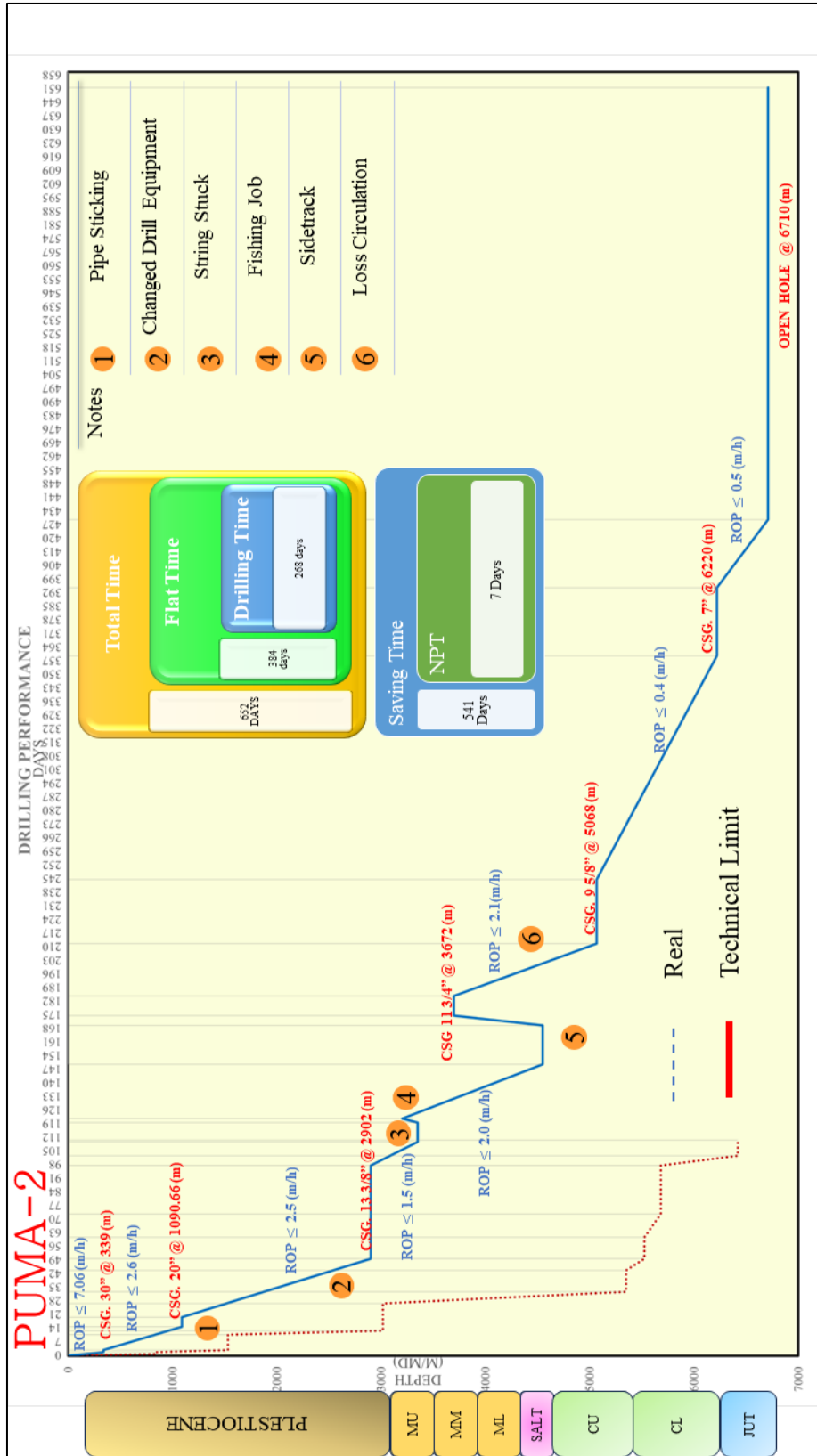


Fig. 4.3 Desempeño de la Perforación PUMA-2. Creación Propia.

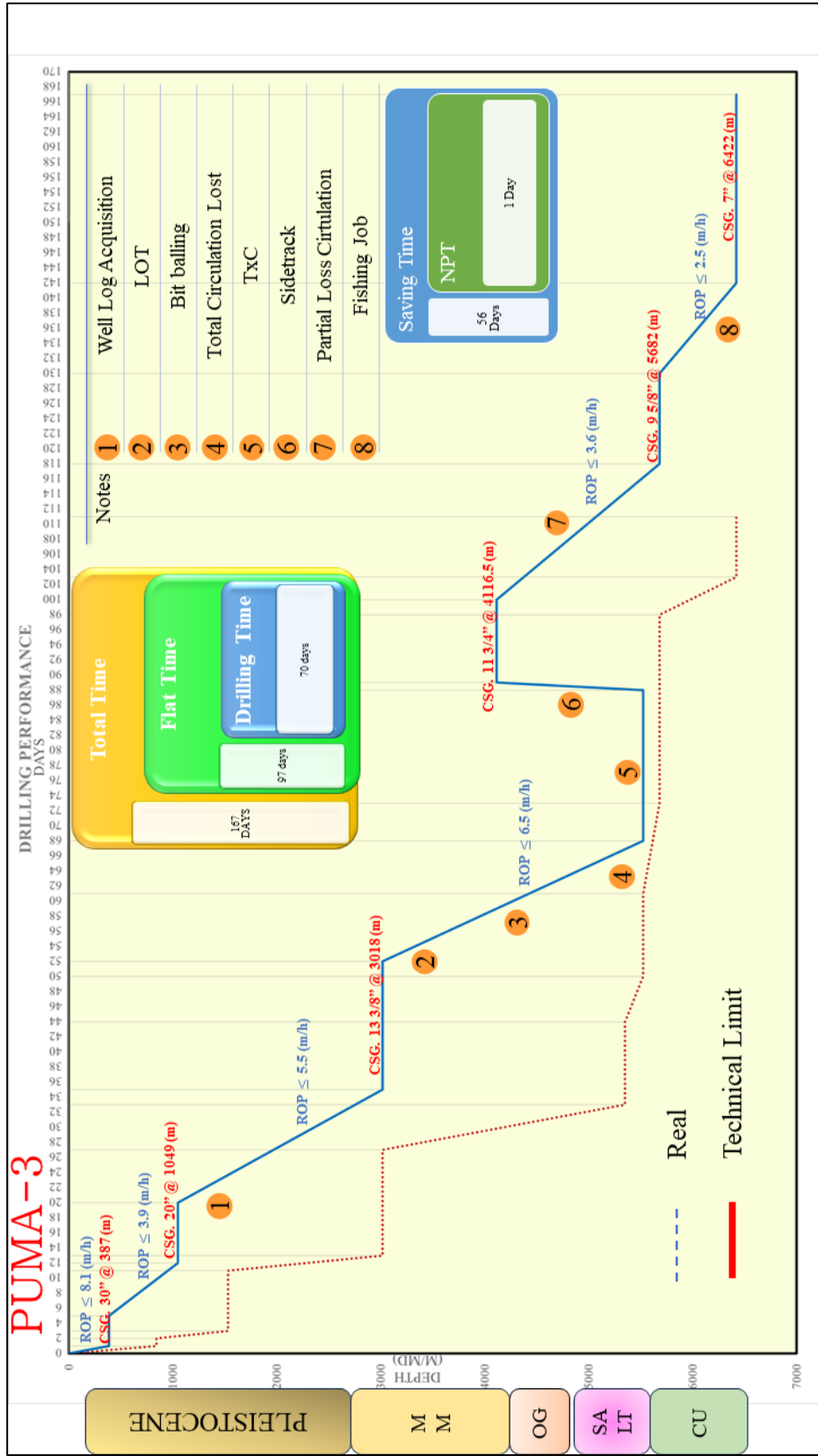


Fig. 4.4 Desempeño de la Perforación PUMA-3. Creación Propia.

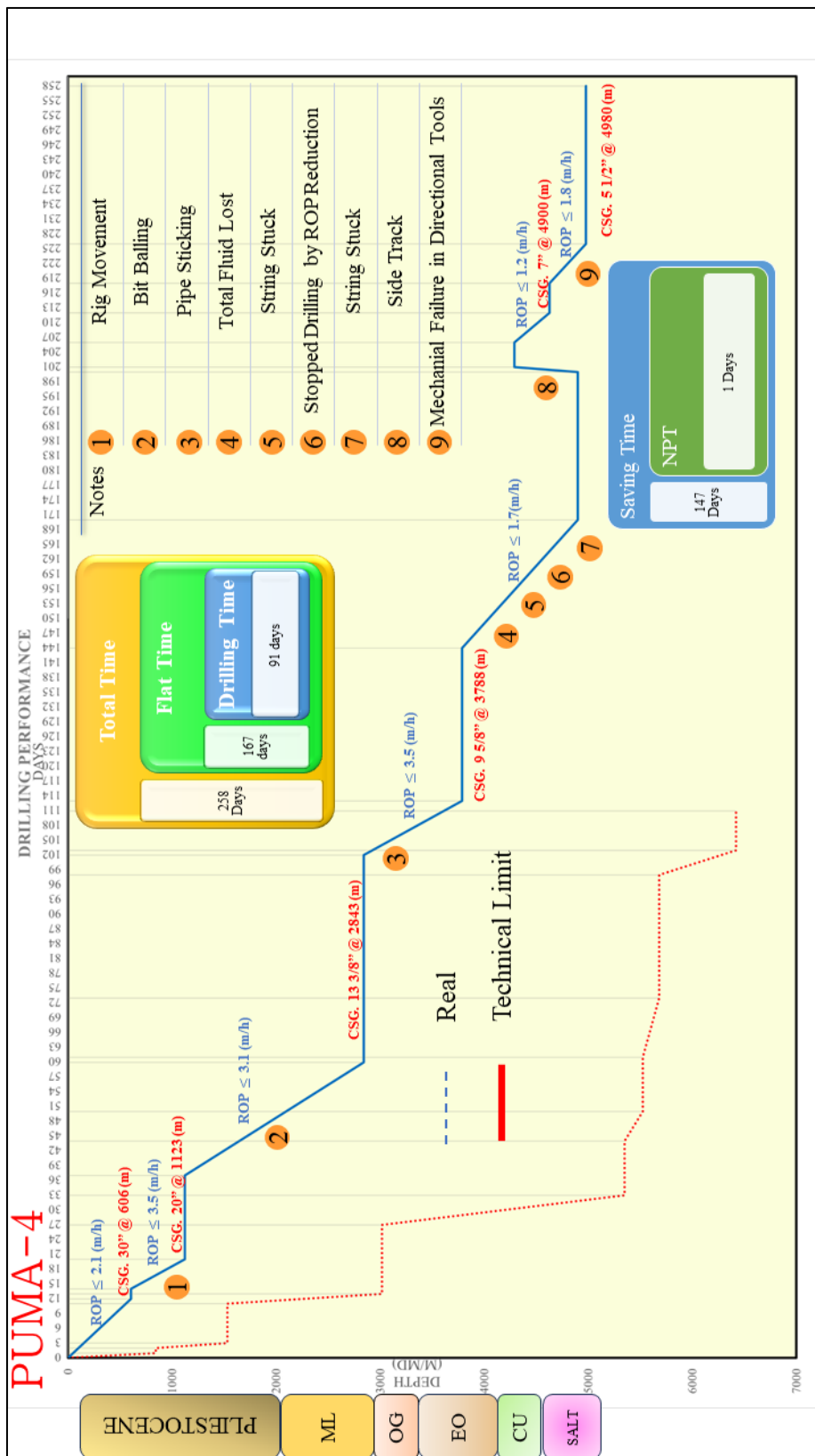


Fig. 4.5 Desempeño de la Perforación PUMA-4. Creación Propia.

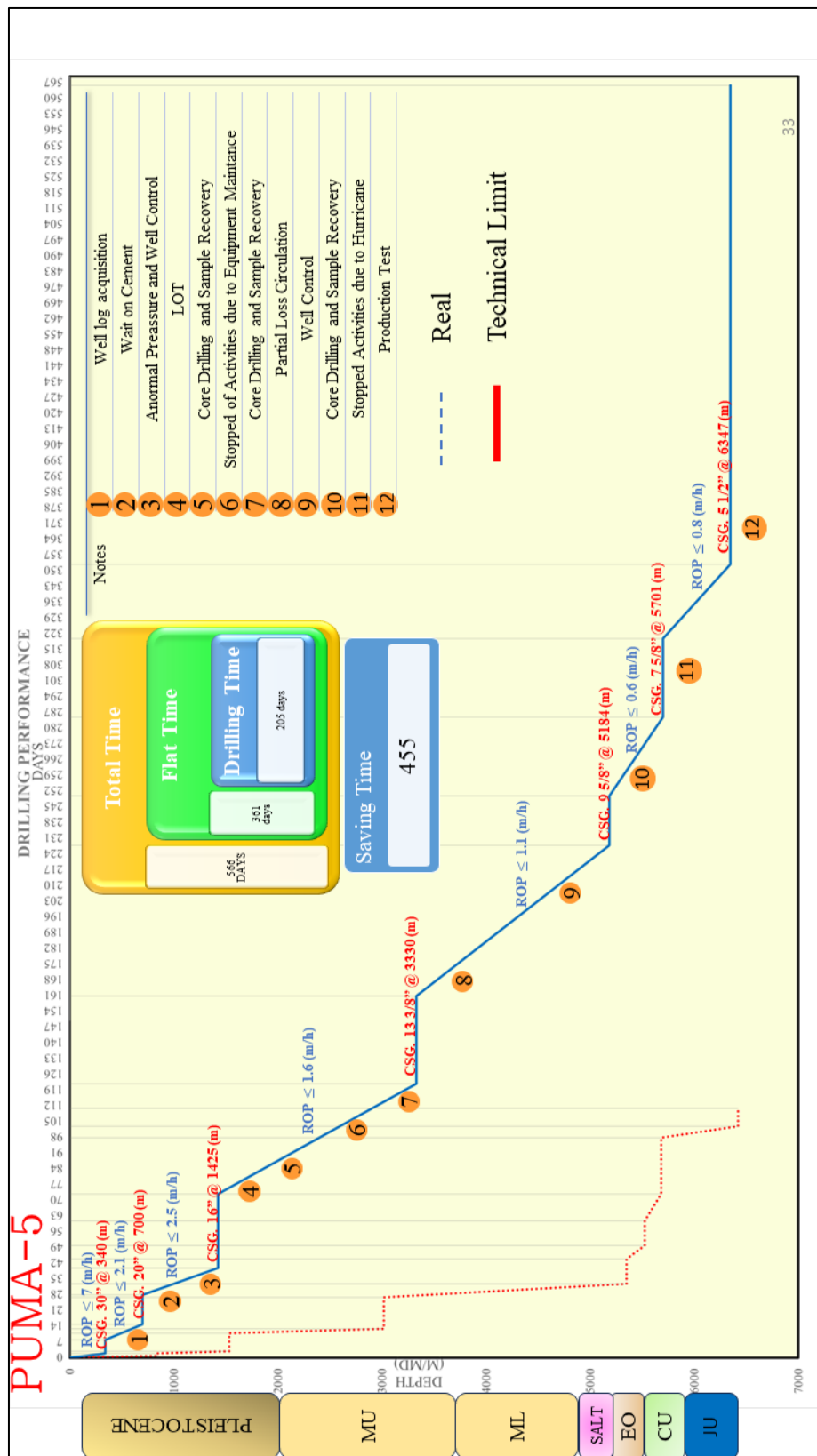


Fig. 4.6 Desempeño de la Perforación PUMA-5. Creación Propia.

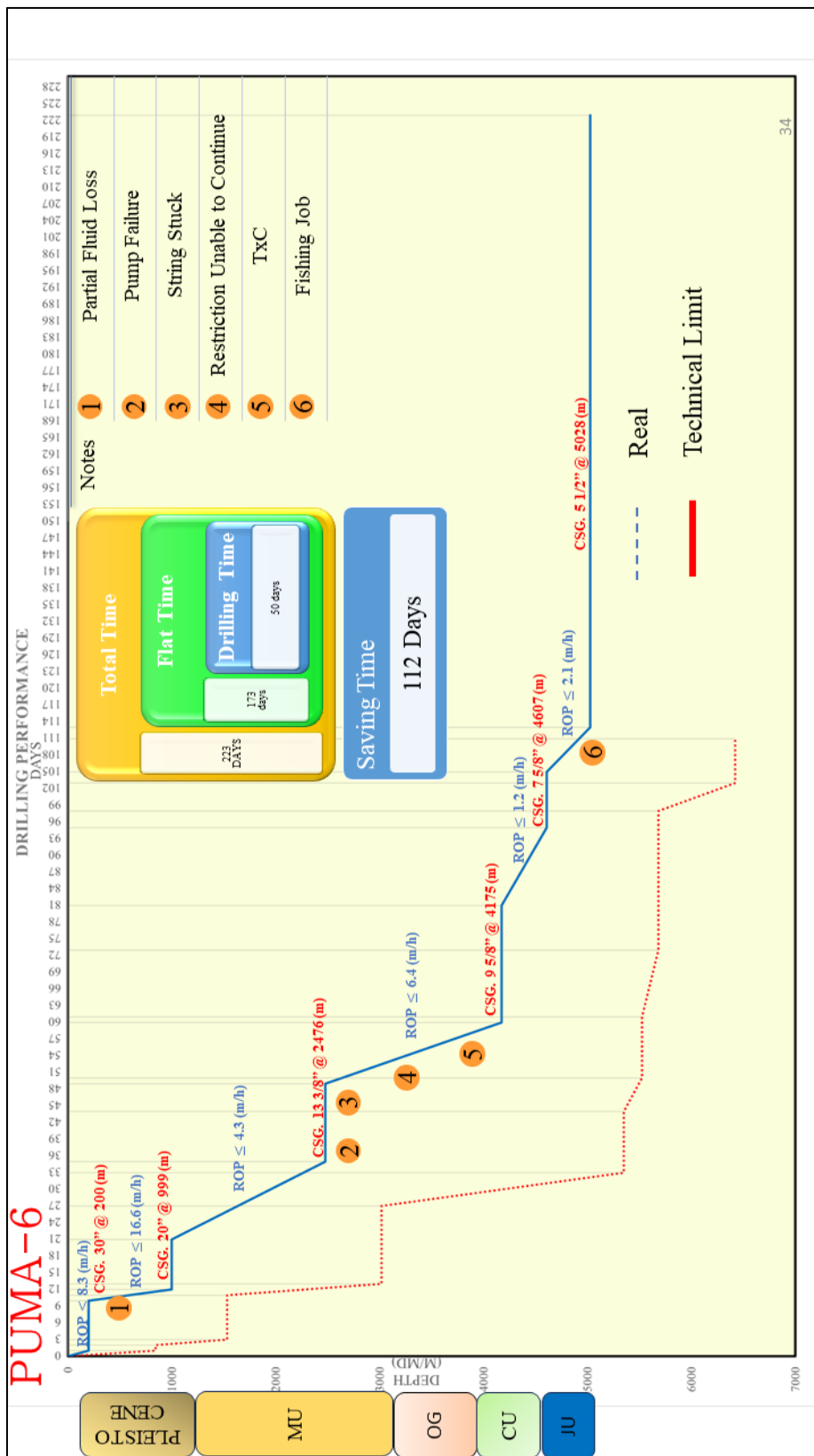


Fig. 4.7 Desempeño de la Perforación PUMA-6. Creación Propia.

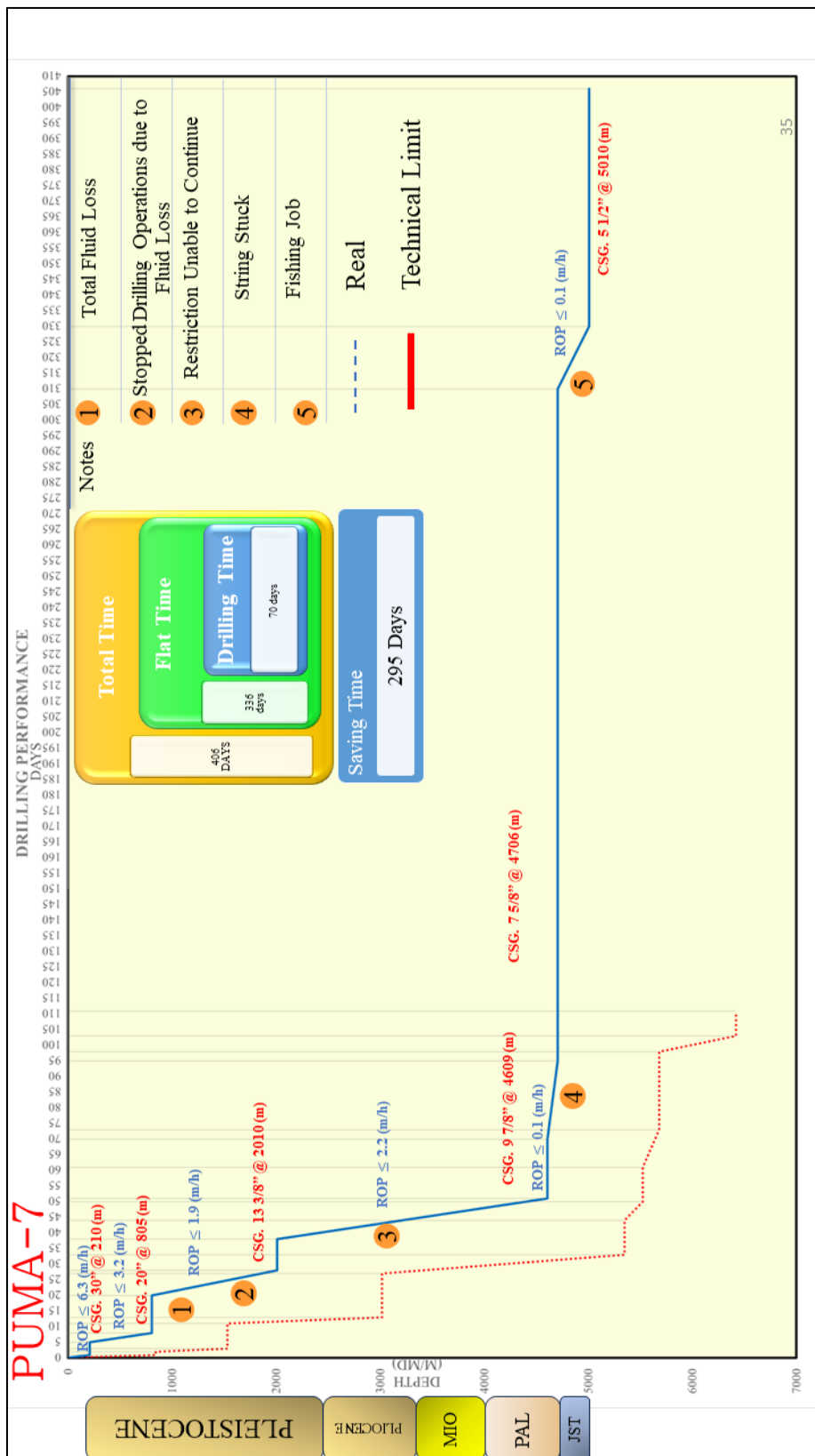


Fig. 4.8 Desempeño de la Perforación PUMA-7. Creación Propia.

Resultados

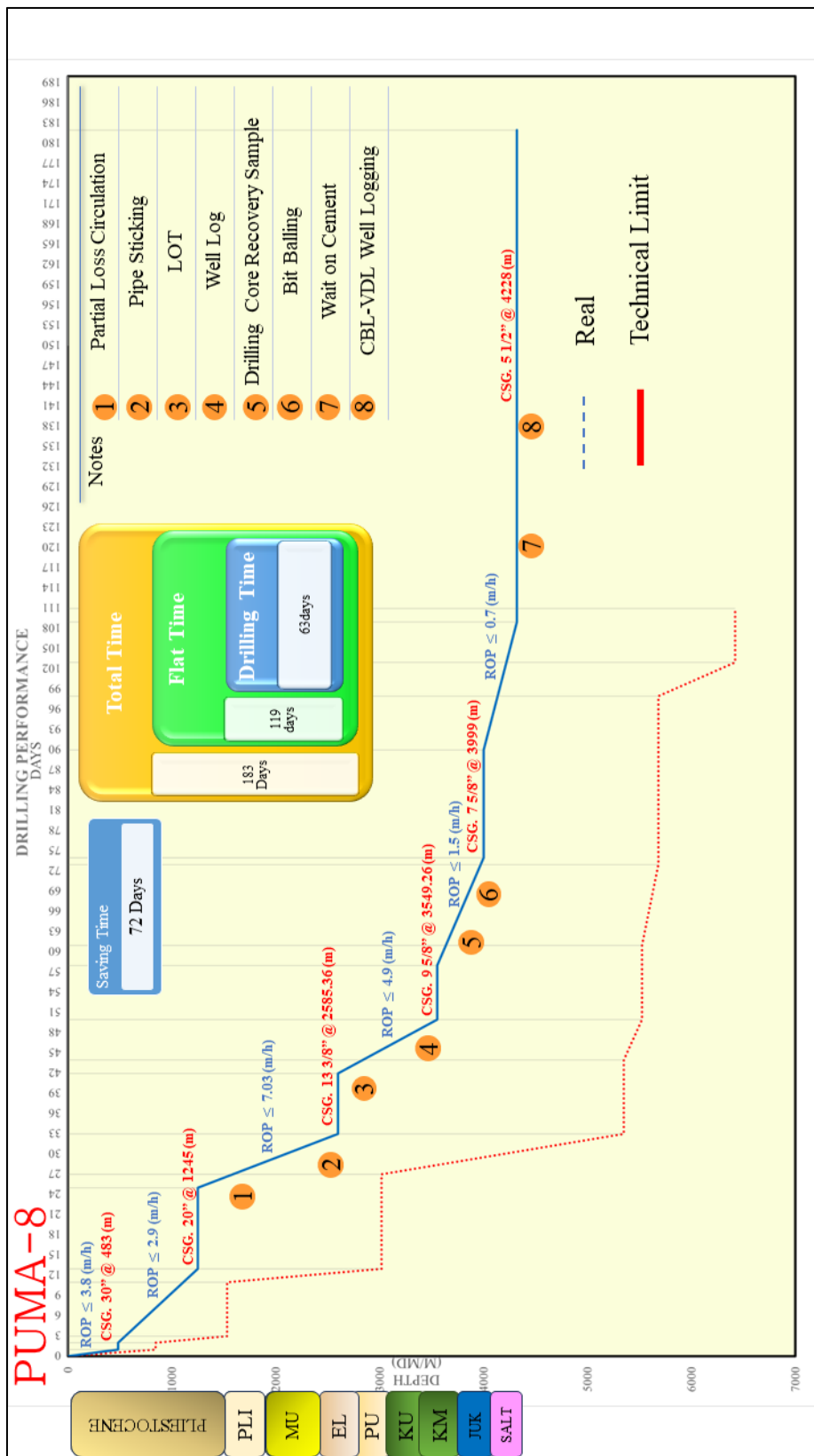


Fig. 4.9 Desempeño de la Perforación PUMA-8. Creación Propia.

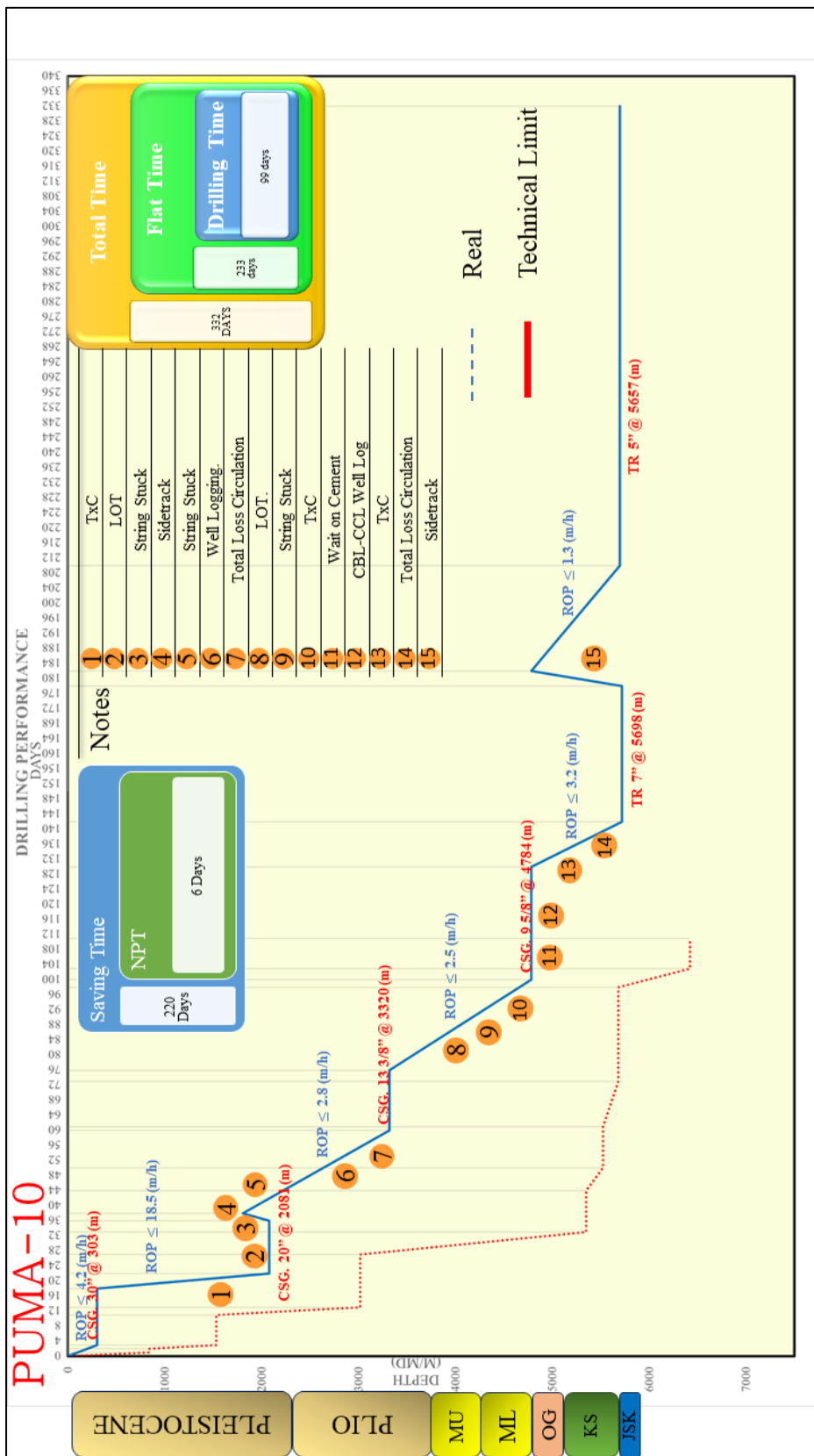


Fig. 4.10 Desempeño de la Perforación PUMA-10. Creación Propia.

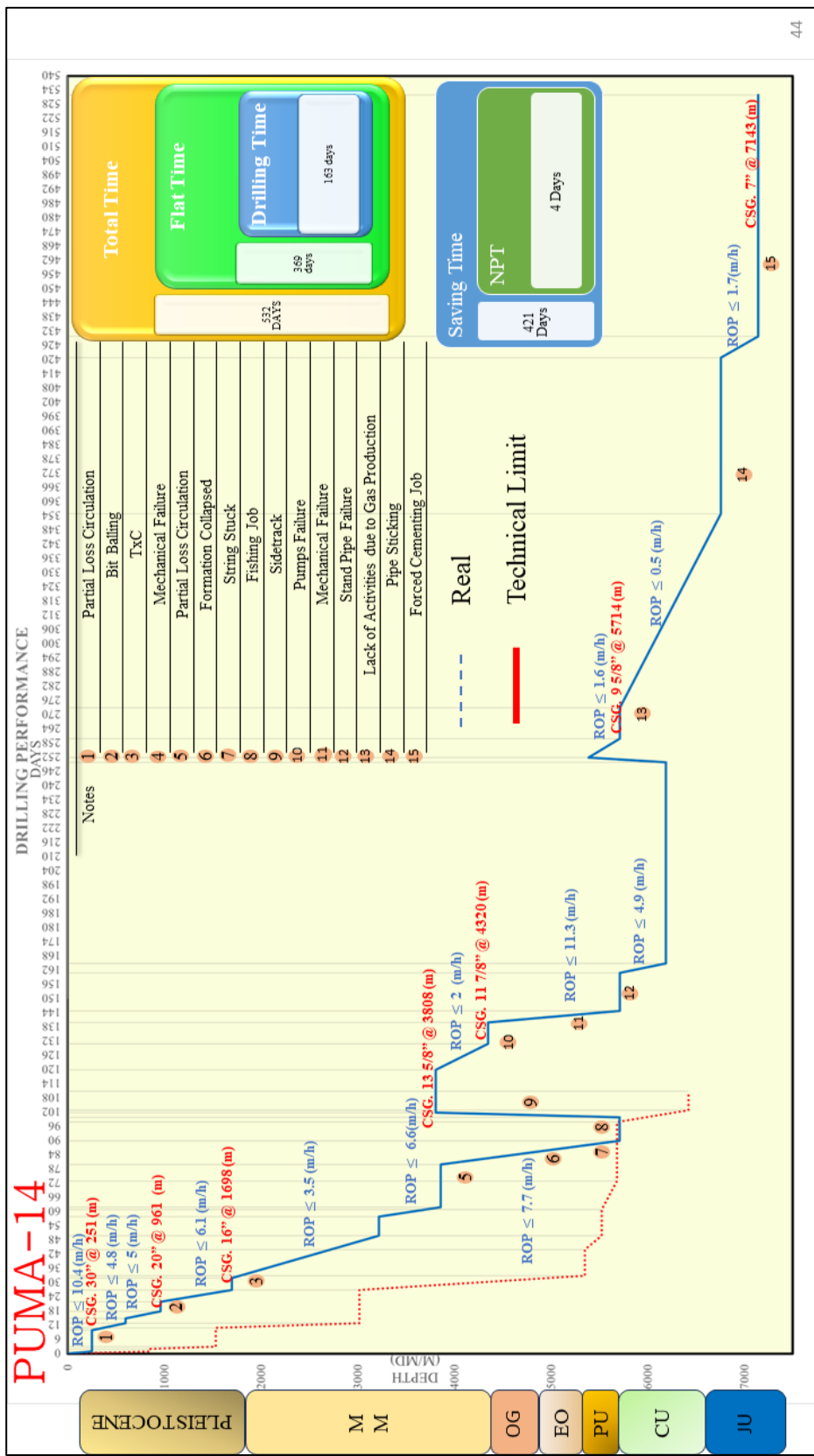


Fig. 4.11 Desempeño de la Perforación PUMA-14. Creación Propia.

Resultados

Los KPIs (Key Performance Indicators) se utilizaron para el método comparativo en función de diferentes parámetros.

El análisis del tiempo de perforación en función del ROP (m/h), se observó utilizando el siguiente KPI

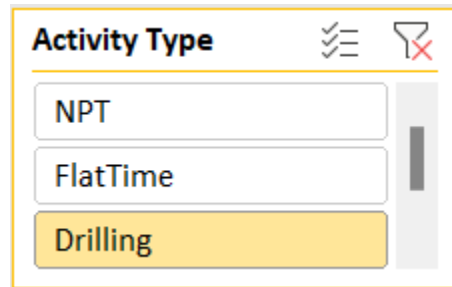


Fig. 4.12 Tiempo de Perforación KPI. Creación Propia

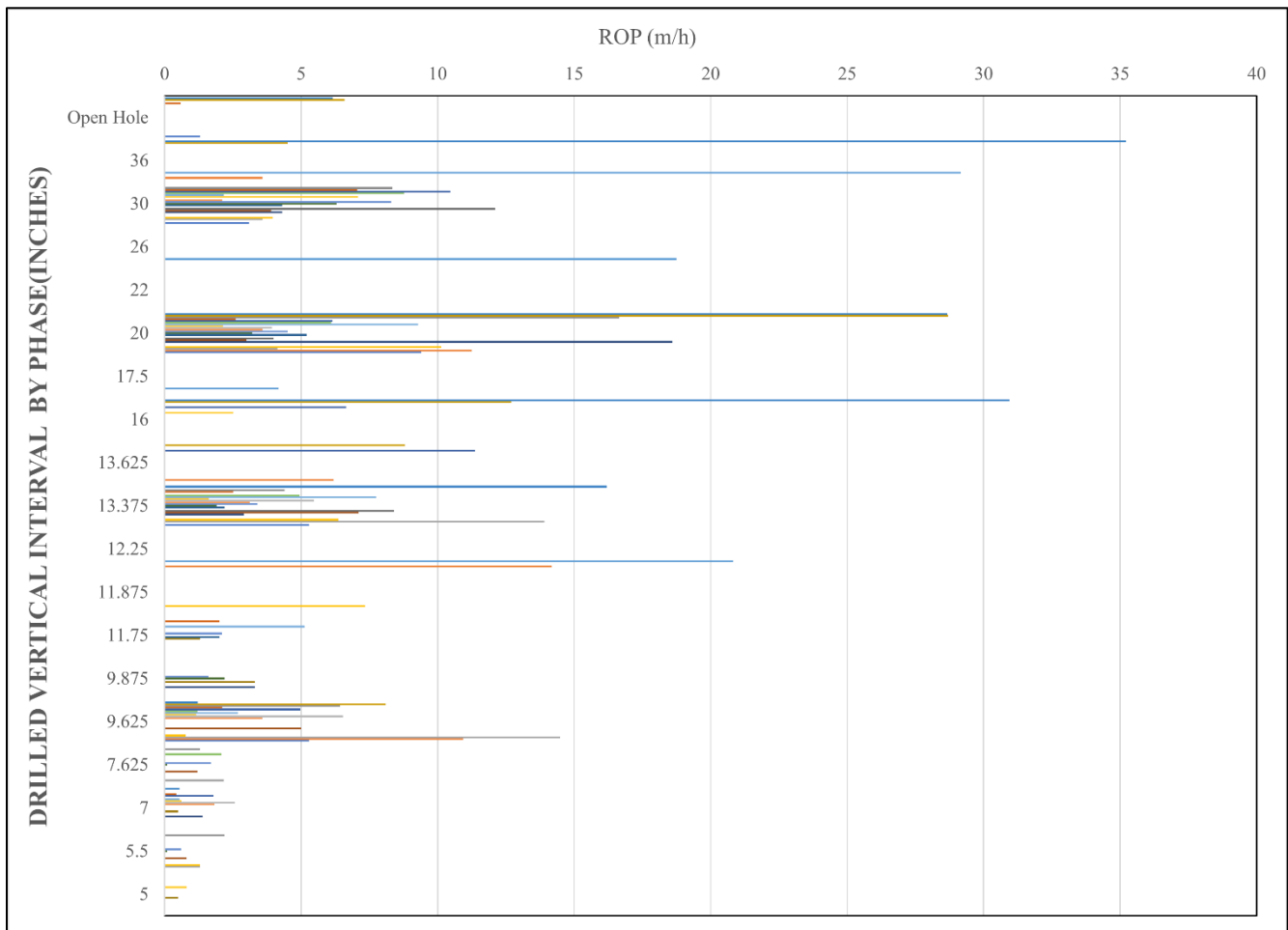


Fig. 4.13 Representación Gráfica de Tiempo de Perforación en función del ROP (m/h). Creación Propia.

Resultados

Para observar los tiempos no productivos se empleó el siguiente KPI

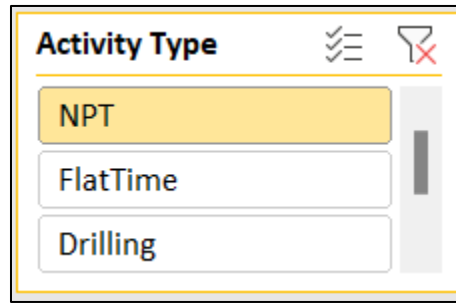


Fig. 4.14 Tiempo No Productivo KPI. Creación Propia

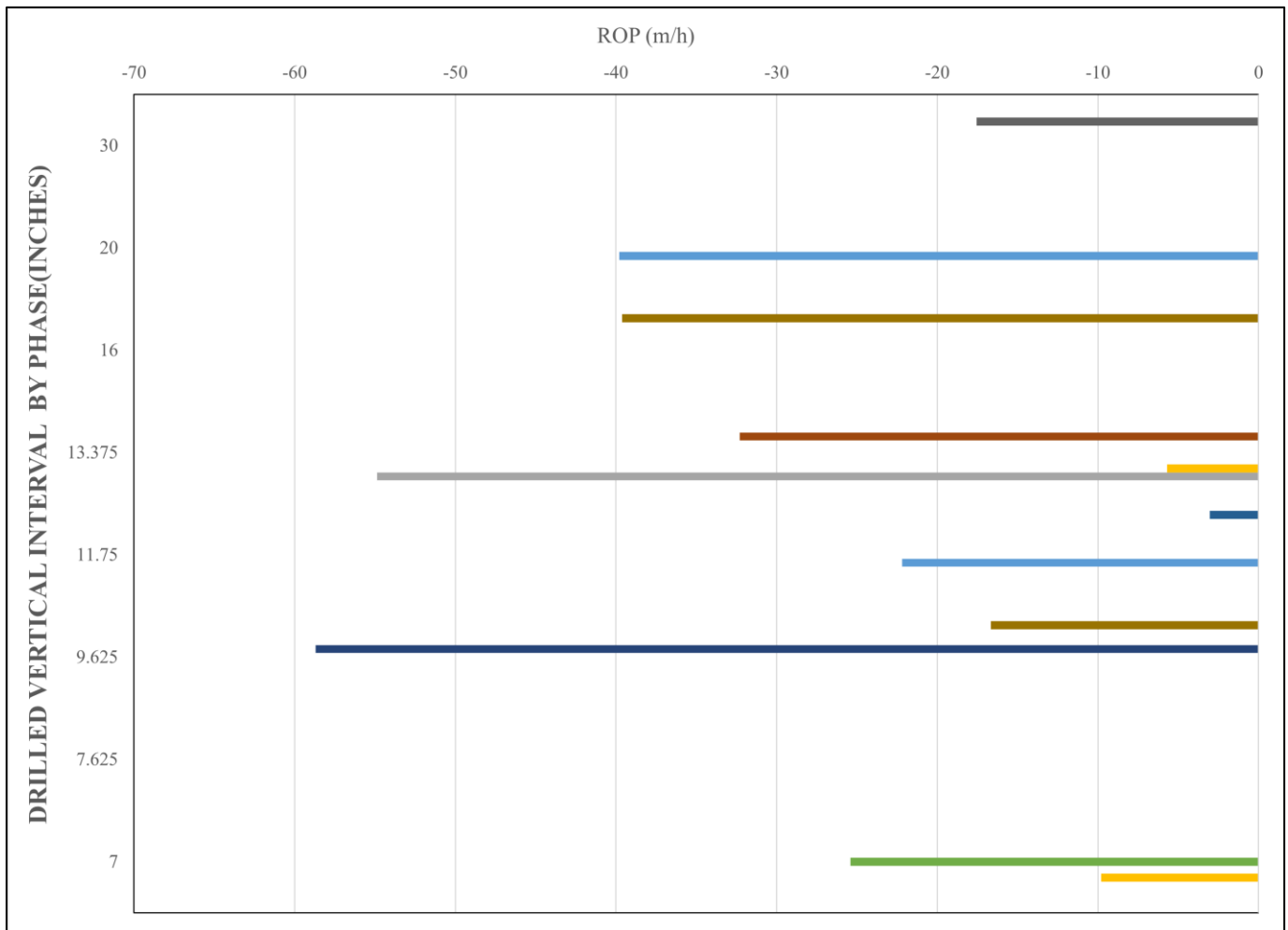


Fig. 4.15 Representación Gráfica de NPT en función del ROP (m/h). Creación Propia.

Resultados

La métrica del desempeño de perforación utilizando el KPI de tipo de taladro, se manejó en función del porcentaje del tiempo total dividido en % de tiempo de perforación y % de tiempo de no perforación (tiempo plano).

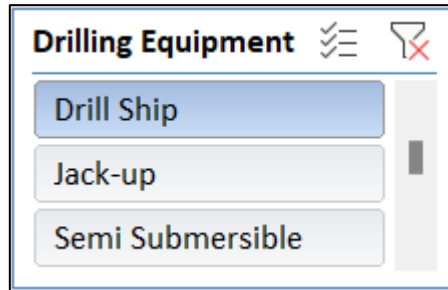


Fig. 4.16 KPI de Sistema de Perforación. Creación Propia.

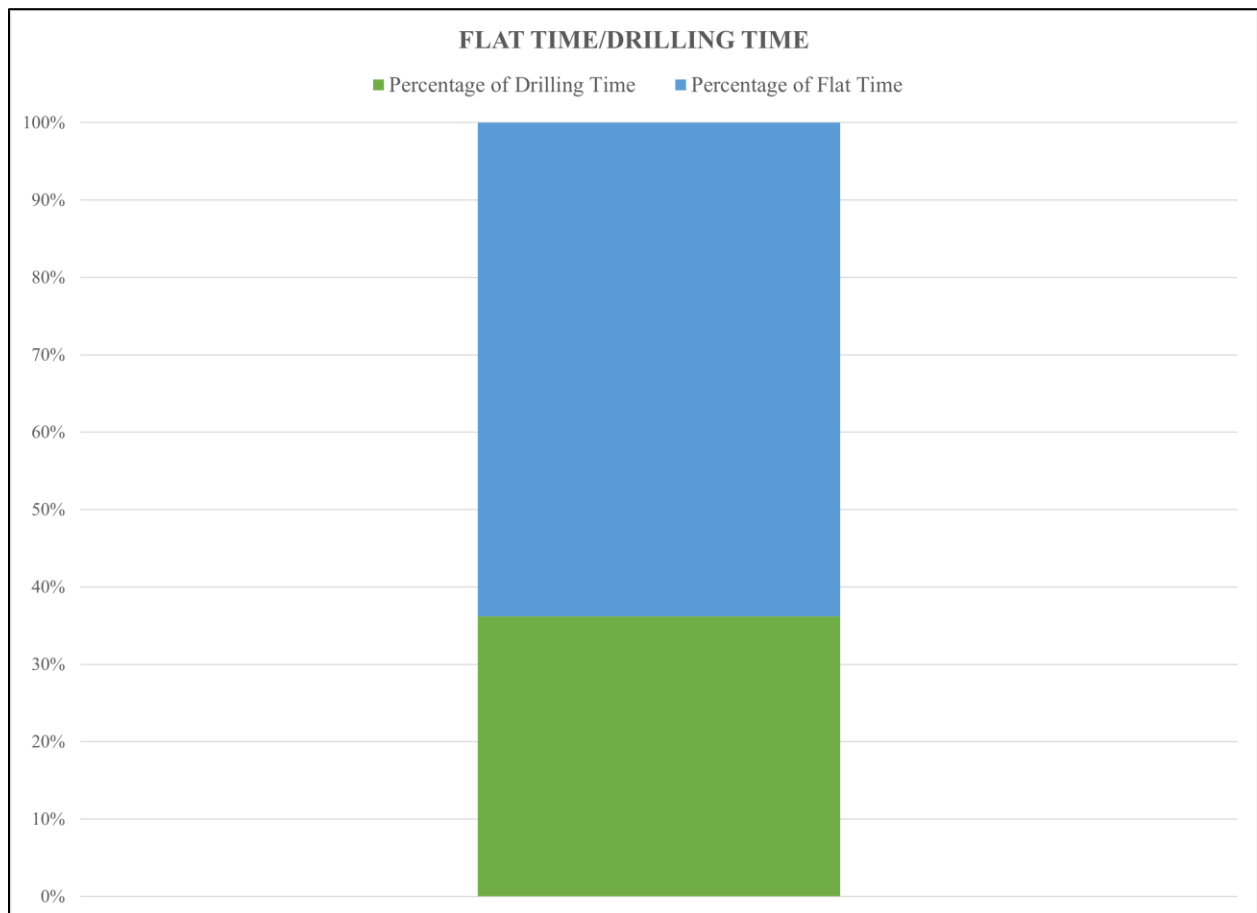


Fig. 4.17 Porcentaje de Tiempo de Actividades para Drill Ship. Creación Propia.

Resultados

Para el sistema de Perforación JackUp

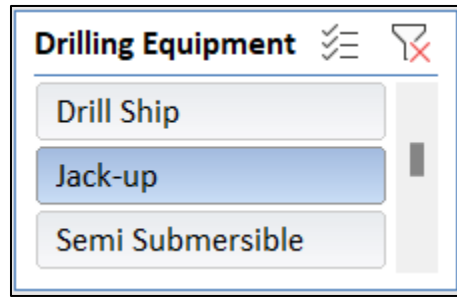


Fig. 4.18 Sistema JackUp KPI. Creación Propia.

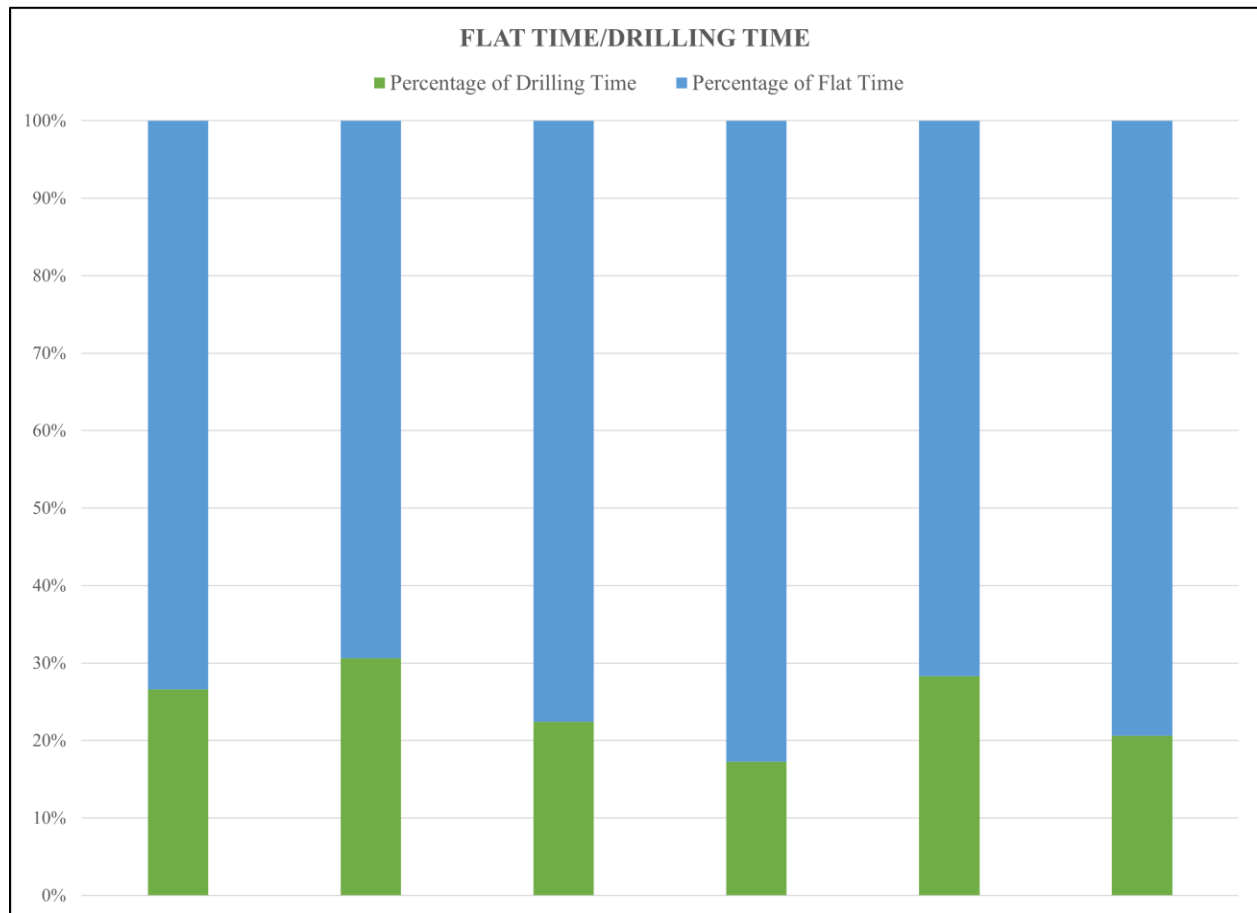


Fig. 4.19 Comparativa Porcentaje de Actividad de Sistema JackUp. Creación Propia.

Resultados

Para el sistema de Perforación SemiSumersible

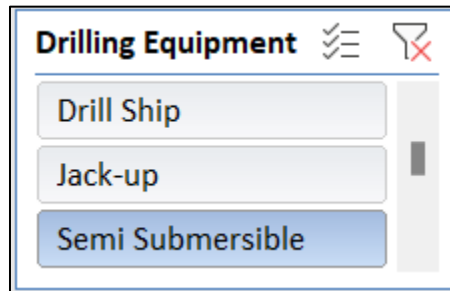


Fig. 4.20 Sistema Sembisumersible KPI.
Creación Propia.

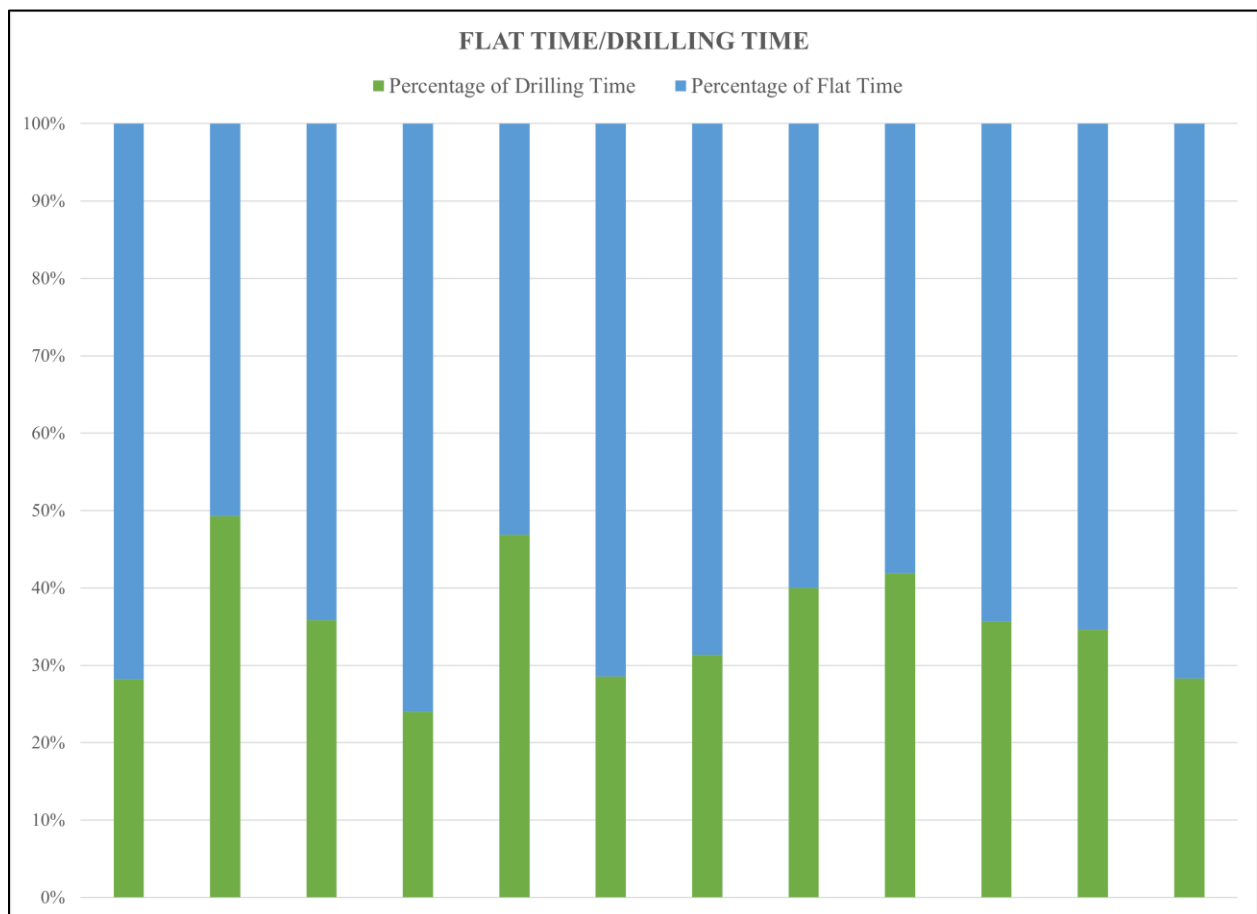


Fig. 4.20 Comparativa Porcentaje de Actividad de Sistema Semisumersible. Creación Propia.

5. Conclusiones

El análisis de riesgos operativos asociados a la perforación en los pozos de correlación demuestra que:

- ☉ El comportamiento de la perforación demuestra que el área de estudio implica grandes retos de perforación, principalmente por los riesgos asociados.
- ☉ Las problemáticas derivadas de la heterogeneidad de la formación como pérdida de circulación y atrapamiento de tubería son las problemáticas más recurrentes en el campo estudiado, en ciertos casos derivan en sidetracks que impactan negativamente los tiempos de perforación.
- ☉ La filosofía del límite técnico consiste en perforar con la mayor velocidad posible sin descuidar los parámetros de seguridad y calidad. Para ello, es indispensable considerar los principales eventos perjudiciales con datos históricos de pozos de correlación en una ubicación determinada.
- ☉ El análisis de resultados demuestra que las formaciones salinas son excepcionalmente causantes de riesgos asociados a la perforación, (pérdida de circulación, atrapamiento de tubería). La perforación en estas formaciones deriva en problemas que retrasan las operaciones.
- ☉ Utilizando el KPI para la métrica de tiempos de perforación, demuestra que los mayores ritmos de penetración se obtuvieron en las fases de:

- 20 (pulgadas) & 16 (pulgadas)

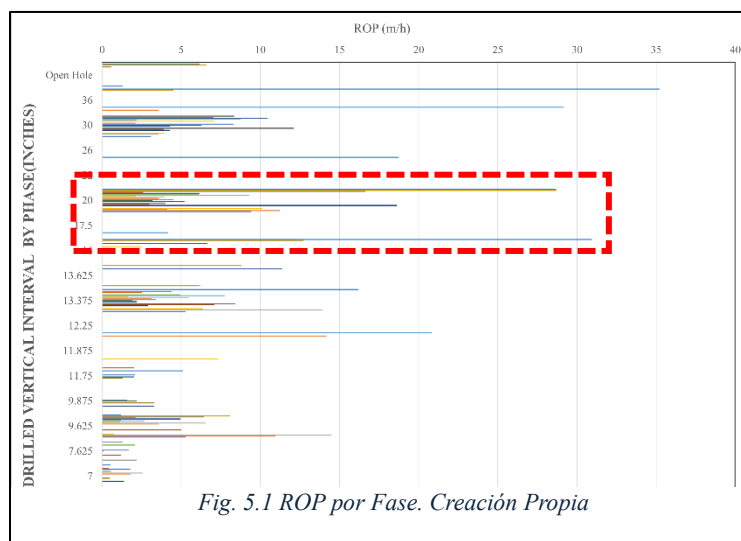


Fig. 5.1 ROP por Fase. Creación Propia

Conclusiones

☞ El análisis del ritmo de penetración (ROP), demuestra que las fases de perforación con mayores retrasos en tiempo y profundidad son:

- 13 (pulgadas) & 9 (pulgadas)

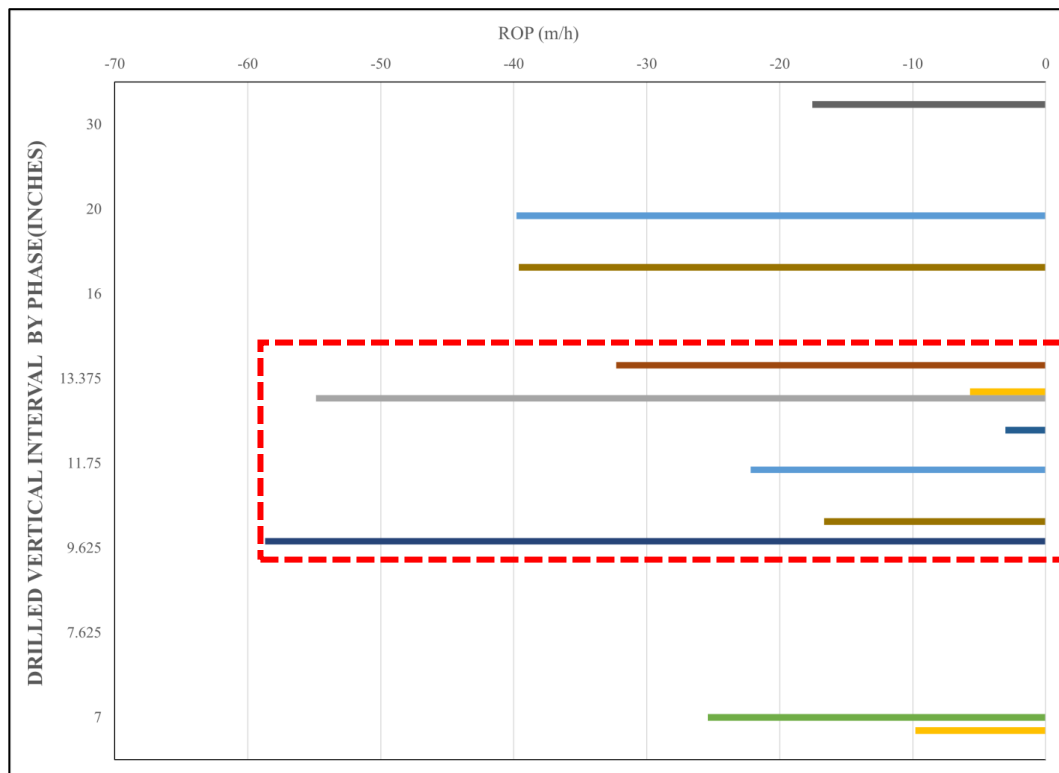


Fig. 5.2 ROP en NPT. Creación Propia

- ☞ Un sidetrack es el agente de mayor repercusión en tiempos de perforación. Cuando los riesgos asociados a la geología se vuelven severos, la alternativa es construir un sidetrack para continuar la perforación.
- ☞ El análisis de tiempos demuestra que el mayor tiempo por fase es invertido en el tiempo plano. Aplicar mejores prácticas en operaciones de cementación, adquisición de datos, pruebas de producción, significaría reducir significativamente los tiempos de perforación.

Conclusiones

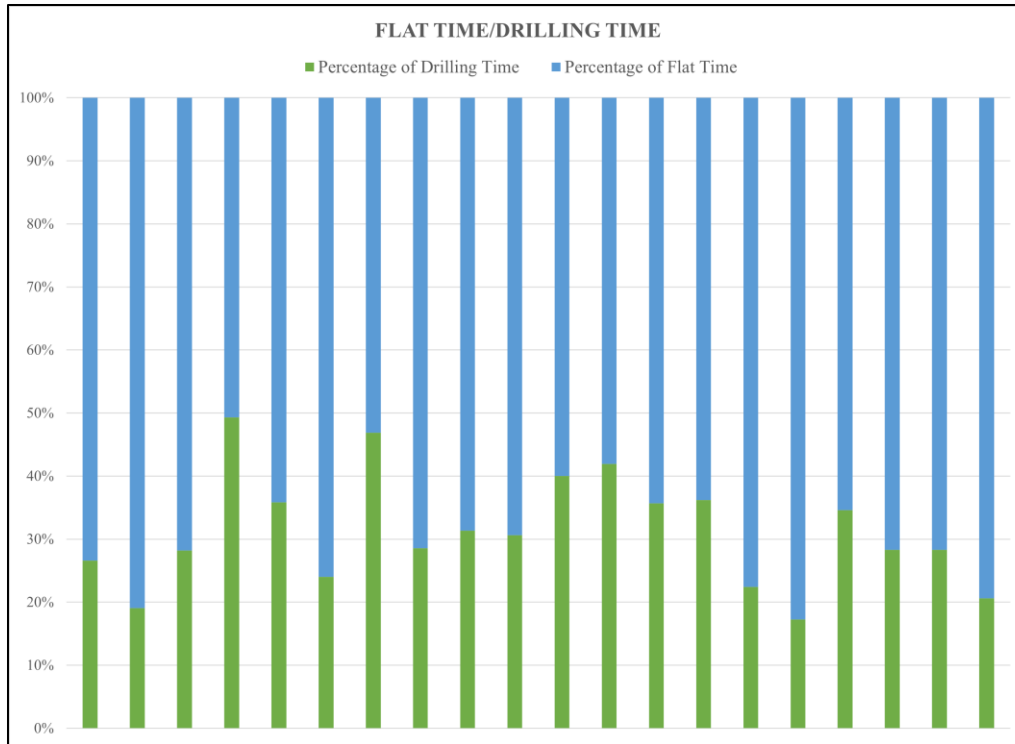


Fig. 5.3 Porcentajes Tiempos de Perforación. Creación Propia

☞ El sistema de perforación JackUp actúa con mejor desempeño en la perforación

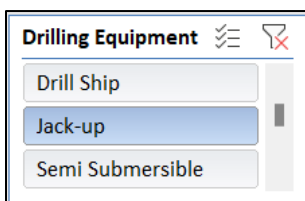


Fig. 5.4 KPI JackUp. Creación Propia.

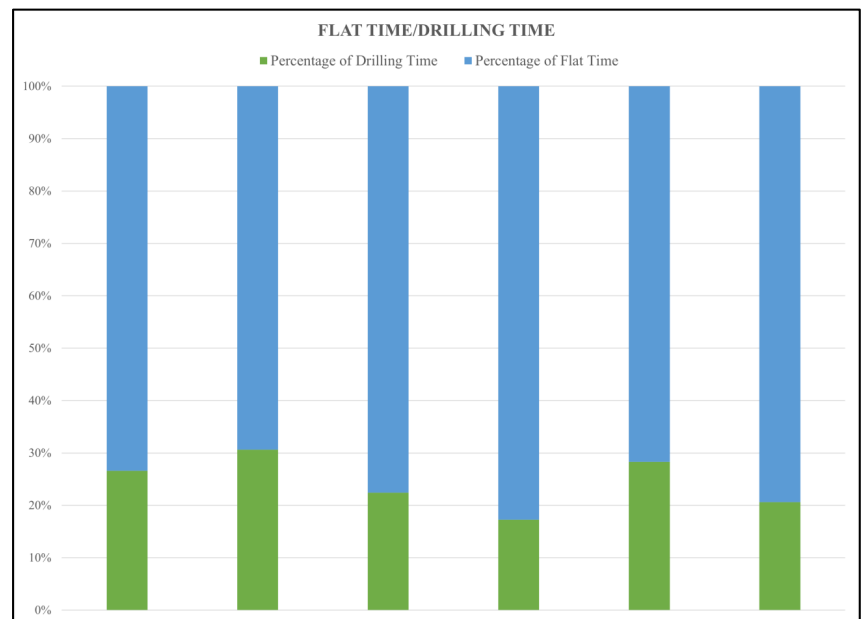


Fig. 5.5 Porcentaje de Tiempos para Jackup. Creación Propia.

6. Recomendaciones

Este trabajo proporciona información sobre:

- ④ Flujo de trabajo para la toma de decisiones en función de los problemas relacionados a la geología que afectan el desempeño de la perforación
- ④ Estrategia con ingeniería de datos para optimizar los tiempos de perforación con Script en R de uso libre para el análisis estadístico de datos de tiempo en función de profundidad
- ④ Establecer antecedentes para implementar mejores prácticas en las principales zonas de riesgo, (formaciones salinas, fase de 13 a 9 (pulgadas)), para mejorar el desempeño de las operaciones en estas etapas.

Con base en los resultados, se recomienda:

- ④ Perforar en formaciones salinas deriva en problemas de pérdida de circulación, atrapamiento de tubería, y sidetracks. Evaluar meticulosamente los parámetros necesarios, (tipo de barrena, lodo de perforación), para estas zonas.
- ④ Las etapas de 13 y 9 pulgadas representan el mayor retraso en ROP. Diseñar los parámetros de perforación, (tipo de barrena, peso sobre barrena, RPM), meticulosamente para mejorar el ROP
- ④ Debido a que el mayor tiempo de operaciones por fase de perforación se consume en el tiempo plano, se recomienda implementar mejores prácticas asociadas a estas operaciones para reducir los tiempos totales de perforación.

7. Nomenclatura

Variable	Descripción
BHA (Botton Hole Assembly)	Ensamblaje de Fondo de Pozo
Bit Balling	Embolamiento de Barrena
Drill Ship	Buque Perforador
Drilling Time	Tiempo de Perforación
EDC (Equivalent Density Circulation)	Densidad Equivalente de Circulación
Fishing Job	Trabajo de Pesca
Flat Time	Tiempo Plano, No Profundización
Fluid Loss	Pérdida de Fluido
Fracture Gradient	Gradiente de Fractura
Jack-Up	Plataforma Auto elevable
KPI (Key Performance Indicator)	Indicadores Clave de Desempeño
LCM (Lost Circulation Materials)	Materiales de Pérdida de Circulación
Lost Circulation	Pérdida de Circulación
LOT (Leak of Test)	Prueba de Presión de Fractura
Mud Cake	Enjarre
NPT (Non-Productive Time)	Tiempo No Productivo
Optimum Mud Pressure	Presión Optima del Lodo
Partial Loss	Pérdida Parcial
Pipe Sticking	Pegadura de Tubería
Pore Pressure	Presión de Poro
ROP (Rate of Penetration)	Velocidad de Perforación
Safe Mud Weigh Window	Venana Operativa de Peso de Lodo
Shear Failure	Falla por cizallamiento
Side Track	Reentrada
Static Conditions	Condiciones Estáticas
Stuck Pipe	Tubería Atascada
Total Loss	Pérdida Total
TVDSS (True Vertical Depth Sub Sea)	Profundidad Vertical Bajo Mar
TxC	Tamponamiento por Cementación
Well Logging	Registro en Pozo

8. Referencias

1. Lavrov, A. (2016). *Lost Circulation Mechanism and Solutions*. Elsevier
2. Devereux Steve. (1998). *Practical Well Planning and Drilling Manual*. PennWell Corporation
3. Hossain M.E. et. al. (2018). *Drilling Engineering Problems and Solutions*. Scrivener Publishing
4. Azar, J. J., & Samuel, G. R. (2007). *Drilling Engineering*. PennWell Corp.
5. Rabia H. (1985). *Oil Well Drilling Engineering*. Graham & Trotman Inc.
6. Preston L. et. al. (1986). *Drilling Manual Practices*. PennWell Books. Second Edition
7. Hossain, M. E., & Al-Majed, A. A. (2015). *Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering*. Scrivener Publishing LLC.
8. Tare UA, Mody FK. Managing Borehole Stability Problems: On the Learning, Unlearning and Relearning Curve. 2002 AADE Technology Conference “Drilling & Completion Fluids and Waste Management”, April 2 - 3, 2002. Radisson Astrodome, Houston, Texas; 2002.
9. García, J. R., & López, M. A. (2020). Análisis de la eficiencia en la perforación de pozos petroleros. *Revista de Ingeniería Petrolera*, 15(3), 45-60. <https://doi.org/10.1234/abcd.5678>.
10. Darley HC, Gray GR. Composition and properties of drilling and completion fluids. Chapter 4, Clay Mineralogy and the colloid Chemistry of Drilling Fluids. Fifth edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company:1991: p.157-59.
11. Barranco Cicilia, F. (2012). Sistemas flotantes para la producción de petróleo. *Revista Estrategia*, (71), 71-88. Recuperado de: https://www.gub.uy/ministerio-defensa-nacional/sites/ministerio-defensa-nacional/files/2022-02/Revista_Estrategia_05_%20ART%C3%8DCULO%206%20%2871-88%29.pdf
12. Sánchez, C. (2012). *Explotación de Campos Petroleros en Aguas Profundas*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México. Propuesta trabajo escrito y aceptacion (unam.mx)
13. Gil Villamer, P. L. (2015) Plataformas petrolíferas y procesos para la extracción del petróleo (Trabajo fin de grado)12345. Universidad de La Laguna.

Referencias

- <https://riull.ull.es/xmlui/bitstream/handle/915/1162/Plataformas+petroliferas+y+procesos+para+la+extraccion+del+petroleo+.pdf?sequence=1>
14. Medina Rodríguez, J. C. (2014). *Criterios metoceanicos para la operación de risers en plataformas semisumergibles de perforación en aguas profundas* (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/3558/1/Tesis.pdf>
 15. International Association of Drilling Contractors (IADC). (2015). *Types of Drilling Rigs (RT) – Stand-alone Chapter of the IADC Drilling Manual*. IADC. Recuperado de <https://iadc.org/wp-content/uploads/2015/08/preview-rt.pdf>
 16. Montiel Meléndez, A., & Martínez Rosado, N. (2017). Límite técnico. Impacto económico de su aplicación en aguas someras
 17. Herrera, J. 2020. *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas*. Escuela Técnica Superior de Minas y Energía. Madrid.
 18. Guzmán Araiza, G. A. (2017). *Impacto económico de los tiempos perdidos invisibles en la perforación de pozos en aguas profundas y ultra profundas en México* (Tesis de maestría). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
 19. George-de Armas, E. A., Cremé-Espinosa, A. de las M., Morales-Echevarría, C., López-Guerra, S., & Agüero-Gutierrez, G. (2013). [Valoraciones sobre fundamentos de la interacción roca-fluido en la perforación de pozos de petróleo](#)¹*Revista CENIC. Ciencias Químicas*, 44, 68-80
 20. Guarachi, F. (2021). Guía de fluidos de perforación. Recuperado de <https://www.geologiaviva.info/wp-content/uploads/2021/09/97491115-GUIA-DE-FLUIDOS-DE-PERFORACION.pdf>
 21. Feng, Y., & Gray, K. E. (2017). Review of fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 152, 511–522. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.052>.
 22. Drašković, I. (2017). *Analytical solution for stuck pipe problems based on worldwide company practices* (Master's thesis). [Montanuniversität Leoben, Department Petroleum Engineering, Chair of Drilling and Completion Engineering](#)
 23. Nguyen, V. X., Abousleiman, Y. N., & Hoang, S. K. (2007). *Analyses of wellbore instability in drilling through chemically active fractured-rock formations*. Society of Petroleum Engineers. SPE-105383-PA.

Referencias

24. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). Modificación de la Autorización de la Perforación del Pozo Exploratorio Delimitador en Aguas Someras Pokche-3DEL. gob.mx. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/637721/II.4_Presentacion_Pozo_Pokche-3DEL_Modificacion_VP.pdf