



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL  
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"  
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA  
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**DESARROLLO DE UN SIMULADOR PARA LA PREVENCIÓN DE LA PEGA DE TUBERÍA DURANTE LA  
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS DEL CAMPO BORBURATA DE LA DIVISIÓN BOYACÁ, BARINAS  
ESTADO BARINAS AÑO 2019.**

**AUTOR:** Dixi Torrez

C.I: 20.963112

**Tutor Académico:**

Ing. Miguel Durant

**Barinas, Junio de 2019.**



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL  
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"  
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA  
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**DESARROLLO DE UN SIMULADOR PARA LA PREVENCIÓN DE LA PEGA DE TUBERÍA DURANTE LA  
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS DEL CAMPO BORBURATA DE LA DIVISIÓN BOYACÁ, BARINAS  
ESTADO BARINAS AÑO 2019.**

Trabajo Especial de Grado Presentado Como Requisito parcial para Optar al Título de: Ingeniero de Petróleo.

**AUTOR:** Dixi Torrez

C.I: 20.963112

**Tutor Académico:**

Ing. Miguel Durant

**Barinas, Junio de 2019.**



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL  
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"  
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA  
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**APROBACIÓN DEL TUTOR**

En mi carácter de Tutor (a) del Trabajo de Especial de Grado presentado por el ciudadano **Dixi Torrez C.I: 20.963112** para optar al título de **Ingeniero de Petróleo**, considero que este reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Barinas a los \_\_\_\_\_ días del mes de \_\_\_\_\_ de 2019

---

**Tutor (a):** Ing. Miguel Durant  
C.I.: 19.430.475



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL  
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"  
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA  
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**DESARROLLO DE UN SIMULADOR PARA LA PREVENCIÓN DE LA PEGA DE TUBERÍA DURANTE LA  
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS DEL CAMPO BORBURATA DE LA DIVISIÓN BOYACÁ, BARINAS  
ESTADO BARINAS AÑO 2019.**

**Por Autor:**

Dixi Torrez C.I: 20.963112

Trabajo Especial de Grado aprobado en nombre de la Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales "Ezequiel Zamora" por el siguiente jurado, a los \_\_\_\_\_ días del mes de \_\_\_\_\_ de 2019.

\_\_\_\_\_  
JURADO C.I.

\_\_\_\_\_  
JURADO C.I.

\_\_\_\_\_  
TUTOR C.I.

## DEDICATORIA

A Dios, por darme el don de la vida y la fortaleza de seguir adelante en los momentos más difíciles, por haberme guiado a lo largo de mi camino y abrir las puertas de oportunidades para que hoy pueda dedicarle este logro, en ti mi Dios aprendí a no desmayar por más grande que sea el obstáculo, a creer en mí.

A mi madre: María Márquez por el amor, cariño, confianza y el apoyo incondicional que me han brindado a lo largo de mi vida, gracias a ti madre aprendí a ser quien soy hoy en día, por su invaluable sacrificio hoy hice posible la culminación de esta etapa. ¡Este logro también es tuyo mama, te Amo!

A mi amiga Solimar Suarez espero que esto sirva como ejemplo y estímulo para lo que te falta por caminar y logros cumplir tu meta. Te quiero mucho.

A mi amiga Arias Audrey, gracias a ti por tu apoyo incondicional para seguir adelante aun cuando sentía que ya no tenía fuerzas.

A mis hijos Luisana, Diego y Lissandro. Espero que esto les sirva como ejemplo y estímulo para que sigan adelante sin importar las adversidades que se les presente en el camino. Los amo mucho

A mis abuelos: Inés y Jesús, por el amor grandioso que siempre me han brindado y la confianza invaluable, que a pesar de todo han guardado en mí. Son motivo de mi inspiración. ¡Los amo!

A mis tías y tíos: Yourdelin, Erika, Angélica, Live, José y Esteban por la ayuda y el apoyo valioso que me ha brindado para así culminar mis estudios. ¡Este logro va dedicado también a ustedes!

Dixi Yohana Torrez Márquez

## AGRADECIMIENTOS

A Dios todo poderoso por su amor incondicional y ser el mayor mentor para el logro de esta meta.

A mi Madre María Márquez por su gran amor y su apoyo en todo momento, gracias a su sacrificio, a ella la mayor de las gracias .Te amo mucho. A mis hermanos por su amor y cariño. Los amo mucho.

A mi padre Sixto José Sereno, que aun que no esté físicamente siempre será recordado por todas tus enseñanzas y buenos consejos. Siempre te amare.

A mis hijos Luisana, Diego y Lissandro por ser mi motor de vida para salir adelante y ser un ejemplo para ustedes. Los amo mucho.

A mis amigos Héctor Pantoja y Yaselis Laya, por siempre prestar su apoyo de manera incondicional, animándome para seguir adelante. Los quiero mucho.

A mis amigos Audrey Arias, Yoselin Quintero, Liskeila Carpio, Yoelis Montilla, Wuineski Rivas, Solimar Suarez, por acompañarme en esta travesía y estar siempre para prestar su apoyo y llenarme de motivación para seguir adelante deseando siempre lo mejor los quiero mucho.

A mi tutor académico Miguel Durán por su comprensión, apoyo y ayuda metodológica en el transcurso de este Trabajo Especial de Grado, infinitas gracias.

A el Ing. Gustavo Delgado, por prestar su apoyo y tiempo para guiarme de la mejor manera al estudio y desarrollo del simulador.

A nuestra casa de estudios UNELLEZ, por darme la oportunidad de acumular conocimiento durante tantos años y formarme como ingeniero.

Dixi Yohana Torrez Márquez

## ÍNDICE GENERAL

	pp.
<b>Aprobación del Tutor</b> .....	III
<b>Aprobación del Jurado</b> .....	IV
<b>Dedicatoria</b> .....	V
<b>Agradecimientos</b> .....	VI
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	VII
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	VII
<b>LISTA DE GRÁFICOS</b> .....	VIII
<b>RESUMEN</b> .....	IX
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	X
<b>CAPÍTULO I: EL Problema</b> .....	1
Planteamiento del Problema.....	1
Objetivos de la Investigación.....	2
Objetivo General.....	2
Objetivos Específicos.....	2
Justificación de la Investigación.....	2
Alcances y Limitaciones.....	3
Alcances.....	3
Limitaciones.....	3
<b>CAPÍTULO II: Marco Contextual</b> .....	4
Área de la Investigación.....	4
Antecedentes del Estudio.....	5
Marco Teórico.....	6
Sistema de Variables.....	18
Mapa de Variables.....	19
Normativa y Aspectos Legales.....	21
<b>CAPÍTULO III: Marco Metodológico</b> .....	24
Tipo de Investigación.....	24
Metodología.....	25
Técnicas, Instrumentos y Materiales aplicados en la recolección de datos.....	27
<b>CAPÍTULO IV: Análisis de los Resultados</b> .....	30
Identificar los principales problemas que se presentan durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.	30
Determinar los problemas de mayor incidencia en la pega de tuberías durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.	31
Seleccionar las variables e indicadores para la elaboración de la base de datos del simulador en la prevención de pega de tuberías durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.	32
Evaluar la factibilidad técnica y operacional de un simulador para la prevención de la pega de tubería durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.	33
Diseñar los parámetros del simulador para la prevención de la pega de tubería durante la perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.	34
<b>CAPÍTULO V: Conclusión y Recomendaciones</b> .....	38
Conclusión.....	38
Recomendaciones.....	39
Referencias Bibliográficas.....	41

## LISTA DE TABLAS

1. Mapa de Variables.....	pp. 19
---------------------------	-----------

## LISTAS DE FIGURAS

		PP
1	<b>Figura N°1:</b> Ubicación Geográfica del Campo Borburata.	4
2	<b>Figura N°2:</b> Muestra la estratigrafía del área de Barinas.	4
3	<b>Figura N°3:</b> Registro Cretácico del Campo Borburata	5
4	<b>Figura N°4:</b> Muestra de la estratigrafía del área	6
5	<b>Figura N°5:</b> Presenta detalles de las facies dolomíticas del núcleo en Escandalosa "O", BOR-12	7
6	<b>Figura N°6:</b> Ripios sedimentados, hoyo de ángulo elevado (>35°)	10
7	<b>Figura N°7:</b> Lutitas Reactivas.	11
8	<b>Figura N°8:</b> Formación no consolidada	12
9	<b>Figura N°9:</b> Bloques de Cemento	12
10	<b>Figura N°10:</b> Asentamiento ojo de llave	13
11	<b>Figura N°11:</b> Micropatas de Perro	14
12	<b>Figura N°12:</b> Mecanismo de pega diferencial	15
13	<b>Figura N°13:</b> Se presenta el proceso de perforación sobre balance	16
14	<b>Figura N°14:</b> Se grafican los volúmenes de lodo perdidos en estos 2 campos con la perforación convencional.	16
15	<b>Figura N°15:</b> Presenta el proceso de perforación Bajo Balance	17





**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL  
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"  
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA  
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**DESARROLLO DE UN SIMULADOR PARA LA PREVENCIÓN DE LA PEGA DE TUBERÍA DURANTE LA  
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS DEL CAMPO BORBURATA DE LA DIVISIÓN BOYACÁ, BARINAS  
ESTADO BARINAS AÑO 2019.**

**Autor:** Dixi Torrez  
**Tutor Académico:**  
Ing. Miguel Durant  
**Junio de 2019.**

**Resumen**

La presente investigación está orientada a desarrollar un simulador como herramienta de prevención en la pega de Tubería. En cuanto a la Contextualización del Problema, en la Industria petrolera durante la perforación de un pozo suelen ocurrir diversos inconvenientes que obstaculizan el procedimiento que permite lograr la extracción del hidrocarburos, uno de estos problemas más comunes es la pega de tubería que también es conocida como atascamiento de tubería, esta representa uno de los problemas de perforación más comunes y más graves. La presente investigación tiene un diseño de campo y se fundamenta en una metodología de proyecto factible, a su vez el desarrollo de un simulador para la pega de tubería de perforación de pozos someros en el yacimiento del campo Borburata, también se apoyó en una investigación documental, en la cual se desarrolló una revisión bibliográfica de diferentes fuentes tales como: trabajos especiales de grado, informes técnicos y fuentes de información alternativa (internet). Seguidamente se procedió a verificar la información para el desarrollo y la estabilidad del sistema del simulador en la obtención de información que se necesita para el mejor método de producción a través de la revisión de datos obtenidos y así poder desarrollar un simulador para la prevención de la pega de tubería durante la perforación de pozos petroleros, que permita resolver los problemas durante el trabajo de perforación en el Campo Borburata, Estado Barinas. La población estudiada fueron los pozos que componen el Campo Borburata, y la muestra fueron los pozos BOR-43 Y BOR-29, también la investigación busca observar el comportamiento durante la perforación a condiciones de yacimiento, y de esta manera establecer la capacidad de limpieza, suspensión y daño durante la perforación del pozo somero, con el fin de llevar a cabo un diagnóstico sobre la utilización del simulador en las perforaciones, arrojando resultados satisfactorios, la cual permitirá que la perforación sea exitosa y el fluido mantenga sus propiedades con las cuales ha sido diseñado.

**Palabras Claves:** Simulador, Prevención, Pega de Tubería, Perforación.

**E-mail:** dixitorres20@gmail.com

## INTRODUCCIÓN

El petróleo es considerado a nivel mundial como un recurso natural importante, en Venezuela es la principal fuente de ingreso económico, por lo cual, cualquier trabajo destinado a reducir costos en sus operaciones es trascendental, especialmente en la fase de perforación que es una de las etapas de mayor inversión.

Durante las primeras perforaciones a nivel mundial se utilizaron métodos rudimentarios con el propósito de extraer salmueras; sin embargo, con el paso del tiempo estas técnicas han sufrido grandes modificaciones, una de ellas ha sido el uso de un equipo especial denominado taladro de perforación con el cual se logra una reducción del tiempo y los costos implicados durante este proceso.

Tal como se observan; los procesos de perforación, Completación y reacondicionamientos en el mundo, constituyen las actividades más importantes a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos activos o inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas. A la hora de perforar un pozo petrolero se pueden presentar diversas dificultades con respecto a la pega de tubería, ya sea causada por empaquetamiento o puente del hoyo, pega diferencial y geometría del hoyo.

El atascamiento o pega de tubería, se llama así a la situación en la que la tubería de perforación queda atascada en el pozo imposibilitando su movilidad. La tubería puede moverse parcialmente y en algunos casos se puede tener la posibilidad de circular y rotar la tubería. En otras palabras el atascamiento de tubería es un problema que ocurre cuando la sarta de perforación, el revestidor o una herramienta no puede ser movida hacia adentro o hacia afuera del hoyo una vez insertada en éste y en algunos casos tampoco puede ser rotada.

Es por ello que se han creado herramientas tecnológicas de ayuda como por ejemplo los simuladores que reproducen con precisión los parámetros físicos y transforma todo el sistema en una simulación real de las operaciones. En la actualidad existe una diversidad de simuladores de yacimientos, los cuales suministran información de gran utilidad a la hora de caracterizar y obtener esa valiosa información que se necesita para decidir el mejor método de producción; pero debido a que estos son costosos y requieren de adiestramiento para su aplicación, su uso es limitado para compañías que pueden costearlas.

Por tal motivo, la presente investigación tiene como finalidad desarrollo de un simulador para la prevención de la pega de tubería durante la perforación de pozos petroleros, que permita resolver los problemas de los mismos durante la perforación en el Campo Borburata, Estado Barinas.

En este orden de ideas de acuerdo al enfoque de la investigación , se desarrollan una serie de apartados , donde el capítulo I contempla el planteamiento del problema, los objetivos de la investigación y justificación donde se explica en relación a los objetivos propuestos, el aporte de la investigación a la actualidad; seguidamente Capítulo II esta designado por el marco contextual en el cual se evidencia el área de la investigación, los antecedentes que presentan un aporte a la investigación, los aspectos documentales denominado marco teórico, el sistema de variable de y bases legales .

Seguidamente el capítulo III donde se hace referencia al proceso metodológico por el cual se desarrollan una serie de procedimientos para alcanzar los objetivos del estudio planteados. De esta forma se presenta el capítulo IV con los resultados obtenidos para así finalmente presentar el capítulo V donde se dan a conocer dichas conclusiones y recomendaciones de acuerdos a todos los aspectos abordados durante el proceso de la investigación.

---

## CAPITULO I

### EL PROBLEMA

#### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la Industria petrolera durante la perforación de un pozo suelen ocurrir diversos inconvenientes que obstaculizan el procedimiento que por años viene implementándose para lograr la extracción de los hidrocarburos, uno de estos problemas es la pega de tubería que también es conocida como atascamiento de tubería, representa uno de los problemas de perforación más comunes y graves, la gravedad del problema puede variar de una inconveniencia menor que puede causar un ligero aumento de los costos, a complicaciones graves que pueden tener resultados considerablemente negativos, tal como la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo.

Un gran porcentaje de casos de pega de tubería terminan exigiendo que se desvíe el pozo alrededor de ella, y que se perfore de nuevo el intervalo. La prevención y la corrección de los atascamientos de tubería dependen de la causa del problema. Por lo tanto, para evitar y corregir eficientemente los problemas de pega de tubería, es importante entender las diferentes causas y síntomas, de manera que las medidas preventivas y los tratamientos apropiados puedan ser aplicados. Si la tubería se pega, será necesario hacer todo lo posible para liberarla rápidamente. La probabilidad de que la pega de tubería sea liberada con éxito disminuye rápidamente con el tiempo.

En el mismo orden de ideas durante la construcción de un pozo petrolero; surge la inserción de la tubería de revestimiento en el hoyo, donde ésta puede atascarse y ocasionar serios problemas que pueden poner en peligro la integridad y utilidad del hoyo. Por otra parte, una cementación defectuosa también puede traer consecuencias graves.

Por otro lado los simuladores o herramientas tecnológicas reproducen con precisión los parámetros físicos y transforma todo el sistema en una simulación real de las operaciones, contando con la acreditación internacional de la IADC y la IWCF, en control de pozos, llevando a cabo una serie de trabajo controlados que determinan la integridad en una perforación.

En la actualidad existe una diversidad de simuladores a nivel de yacimientos y según el área para perforación de pozos, los cuales suministran información de gran utilidad a la hora de caracterizar y obtener esa valiosa información que se necesita para predecir el mejor método de producción; pero debido a que estos son costosos y requieren de adiestramiento para su aplicación, su uso es limitado para compañías que pueden costearlas.

Es por ello que pequeñas compañías también necesitan una completa caracterización de los parámetros de los yacimientos y para este fin fueron desarrollados programas como por ejemplo: BOAST, Este simulador es de código abierto y su software fue diseñado para ser usado fácilmente.

En cuanto a la cementación primaria es el proceso de colocación de lechadas de cemento en el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la formación del pozo. El objetivo principal siempre ha sido proveer aislamiento entre las zonas de petróleo, gas y los pozos de agua. Para alcanzar este objetivo se debe obtener un sello hidráulico entre la superficie exterior del revestimiento y el cemento, y entre el cemento y la formación, previniendo al mismo tiempo la formación de canales en el sello, evitando la migración de fluidos hacia el espacio anular, hacia yacimientos de menor presión o hacia la superficie. Este requerimiento es uno de los factores importante en predicción de la pega de tubería en la perforación de pozos, haciendo así la operación más importante realizada.

Es crítico que la causa más probable de un problema de pega de tubería sea identificada rápidamente, ya que cada causa debe ser corregida con diferentes medidas. Se logra apreciar que existe escasa información en el pozo

objeto de estudio y sus trabajadores manejan pocos conocimientos acerca del tema a desarrollar, por consiguiente trae como consecuencia la pérdida de tiempo y la incapacidad para abordar eficazmente la problemática en estudio.

En éste sentido surge la necesidad de desarrollar un simulador, que permita solventar el problema con respecto al Atascamiento de Tubería. La herramienta tecnológica cuenta con diversas secciones de información según sea el caso, teniendo en cuenta la poca disponibilidad de información acerca del pozo, se pretende desarrollar una herramienta tecnológica básica(Simulador) que ayude a prever en cierta manera la pega de tubería en el proceso de bajada y subida de la misma obteniendo como resultado un porcentaje de viabilidad y efectividad al momento de la perforación para que a su vez se tenga la mayor confianza posible por medio de la utilización del mismo. Tomando en cuenta toda la información antes planteada se da origen a las siguientes interrogantes; ¿Cuáles son los problemas más frecuentes encontrados en el desarrollo de una perforación? ¿Cuáles son los problemas que dan origen a un Atascamiento de Tubería?¿ será posible seleccionar las variables e indicadores, para el desarrollo de una simulador

¿Cómo utilizar el Simulador para la prevención de Pega de Tubería según el mecanismo aplicado de manera exitosa?

## **OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **Objetivo General:**

- ✚ Desarrollar de un simulador en la prevención de la pega de tubería durante las operaciones de perforación de los pozos petroleros del campo Borburata de la División Boyacá, en el Estado Barinas año 2019.

### **Objetivos Específicos:**

- ✚ Identificar los principales problemas que se presentan durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.
- ✚ Determinar los problemas de mayor incidencia en la pega de tuberías durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.
- ✚ Seleccionar las variables e indicadores para la elaboración de la base de datos del simulador en la prevención de pega de tuberías durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.
- ✚ Evaluar la factibilidad técnica y operacional de un simulador para la prevención de la pega de tubería durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.
- ✚ Diseñar los parámetros del simulador para la prevención de la pega de tubería durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.

## **JUSTIFICACIÓN.**

La industria petrolera en el país genera el mayor porcentaje de la economía nacional, por lo cual se perforan nuevos pozos en busca de mantener o elevar la producción de los reservorios. Los trabajos de perforación son por excelencia actividades que reúnen una serie de disciplinas prácticas, y es una de las etapas más costosas en la industria petrolera por lo cual debe ser eficaz, resulta imprescindible que cada uno de los mecanismos, técnicas, herramientas y decisiones funcionen con tal eficiencia para lograr optimizar el tiempo y los costos requeridos.

El problema más trascendental en los pozos petroleros, constituye la pega de tubería, como la consecuente desviación del pozo original que implica un incremento sustancial en los costos y tiempos de operaciones, esto a su vez, genera distintos problemas en el desarrollo de la vida optima del yacimiento, haciéndolo menos factible.

Aunado a lo anteriormente expuesto se hace evidente que en la obtenida de la perforación bajo balance, cuando es aplicada correctamente, puede reducir significativamente el daño del reservorio asociado con la invasión de los sólidos en la formación. Esto se convierte en una técnica aún más favorable para el uso de la aplicación de la tecnología.

Esta investigación responde a la necesidad de proponer el desarrollo de un simulador como herramienta tecnológica en la prevención de pega de tubería durante las operaciones de perforación de los pozos antes mencionados, durante la perforación de un pozo, dirigido principalmente para que el campo Borburata, cumpla óptimamente sus funciones, por cuanto a partir del análisis del comportamiento de las operaciones, pueda verificarse el porcentaje óptimo al aplicar dicha herramienta en tiempo real.

En cuanto al para qué, éste se realizará con la finalidad de aportar ideas en base a los resultados obtenidos, dirigidas a explicar el comportamiento y la prevención del simulador en la pega de tubería para ser utilizado en pozos pertenecientes al campo Borburata durante la bajada y cementación. Otra razón que justifica la realización de ésta investigación, radica en lo necesario e importante que es la propuesta de desarrollar un simulador para recopilar información, en formaciones de interés profundas del campo Borburata, como lo son las del campo, asegurarse que cumpla con las necesidades del pozo a perforar, ya que su grado de complejidad se incrementa drásticamente con respecto a pozos someros. De esta manera se incrementan las posibilidades de éxito de la perforación y se disminuye el riesgo de pérdida de dinero por parte de la empresa encargada de la operación.

## **ALCANCES Y LIMITACIONES.**

### **ALCANCES**

- ✚ El alcance de este estudio en el Campo Borburata se centrará en analizar operacionalmente un nuevo Proponer el desarrollo de un simulador, para prevención de la pega de tuberías en la perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29, basado en una amplia revisión bibliográfica, la creación de una base de datos con información del área, un estudio de los problemas operacionales, y finalmente mediante la realización de simulaciones que servirán de soporte a los análisis, con lo que se contará con una metodología que podrá ser usada para el análisis de futuros diseños.
- ✚ El simulador deberá ser capaz de calcular características básica durante la bajada o subida del revestidor, y de calcular las cargas necesarias para reciprocarse o rotar la tubería de revestimiento. Debe ser fácil de usar y debe proveer información porcentual para asimilar la gran cantidad de datos.

### **LIMITACION**

- ✚ La disponibilidad y calidad de la información presente en los reportes finales de pozos.
- ✚ La incertidumbre de algunos parámetros introducidos en el simulador basados en estimaciones aproximadas.



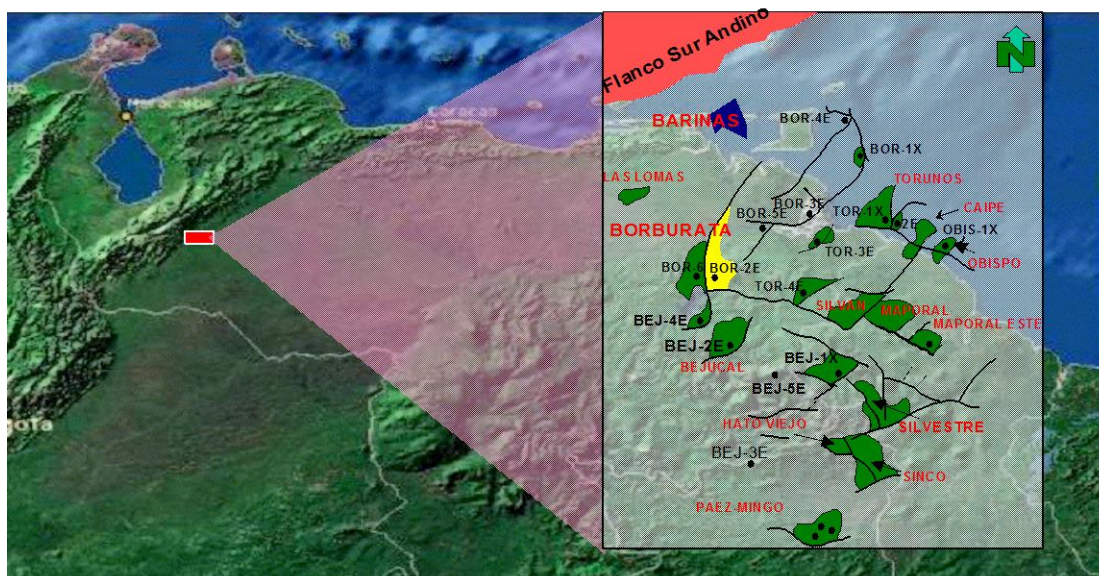
### ÁREA DE LA INVESTIGACIÓN

El trabajo especial de grado, tiene como área de investigación pozos Pertenecientes al Campo Borburata de la División Boyacá de Petróleos de Venezuela S.A. PDVSA, cuya sede se encuentra ubicada en la Avenida Orlando Araujo, Sector Campo la Mesa, de la Ciudad de Barinas estado Barinas, Venezuela; quedando ubicada dentro del Holding. Exploración y Producción, División Producción y bajo denominación de División Boyacá. Cerca del 40% de la producción de hidrocarburo en el mundo proviene de yacimientos carbonáticos y un porcentaje aún menor representa la producción de yacimientos tan complejos como la Formación Escandalosa. "O" (calizas, areniscas, dolomía, arcilla y glauconita) en la cuenca de Barinas - Venezuela; donde la producción es variable y depende en gran parte de la factibilidad de conectar vugas, fracturas y a su vez contar con condiciones en la matriz que permitan llevar los fluidos hasta los medios conductores (vugas y fracturas).

### UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El área de estudio se encuentra en el Campo Borburata, a 20 Km. al Suroeste de la ciudad de Barinas. Geológicamente el área está conformada por varios segmentos limitados por fallas y ocupa la región norcentral de la cuenca de Barinas, con una extensión areal de 10 Km<sup>2</sup>, limita con las trampas: Bejucal-2 al Sur, al Este con la trampa Torunos-3E y al Noroeste con la trampa de las Lomas.

**Figura #2.** Campo Borburata



**Fuente:** Superintendencia de Perforación-Distrito Barinas.

### GORBERNADOR A/B.

- Presión: 4300 PSI
- Temperatura: 265°F
- Permeabilidad: 200 - 400 milidarcy
- Espesor de la Capa: 300 Pies (ACUIFEROS ACTIVOS)

### ESCANDALOSA "O".

Presión: 1100 PSI  
Temperatura: 280°F  
Permeabilidad: 0,1-5 MATRIZ milidarcy  
Espesor de la Capa: 75 Pies

### ESCANDALOSA "P".

Presión: 3480 PSI  
Temperatura: 290°F



Del mismo modo los autores **Rivera .O y Navarro .A (2010)**. Estudiantes de la universidad de la habana, realizaron una investigación titulada:”Solución Informática A Pegaduras De Tuberías En La Perforación De Pozos Petroleros”. Se propone un sistema que gestiona la información referente al proceso de pega de tubería, capaz de alertar este fenómeno, clasificarlo (en caso que ocurra) y proporcionar soluciones seguras. Descarta consumos extras en el proceso de perforación de los pozos, permite el cumplimiento del tiempo planificado para la extracción del crudo petrolífero, viabilizando un ahorro para la economía del país.

El presente trabajo estuvo encaminado al estudio de las pegaduras de tuberías que representa uno de los problemas de perforación más comunes y graves. La propuesta facilita el manejo de la información referente a este problema, con las funcionalidades necesarias para gestionar la complejidad referente a la pegadura de tuberías durante el proceso de perforación.

Los citados de investigaciones previas o antecedentes se relacionan de forma directa con la investigación planteada, ya que, brinda un enfoque más preciso sobre las pegas de tuberías en los procesos de perforación de pozos petroleros, y a su vez se estudian factores de diseños que ayudan a mejorar la integridad en las operaciones de perforación.

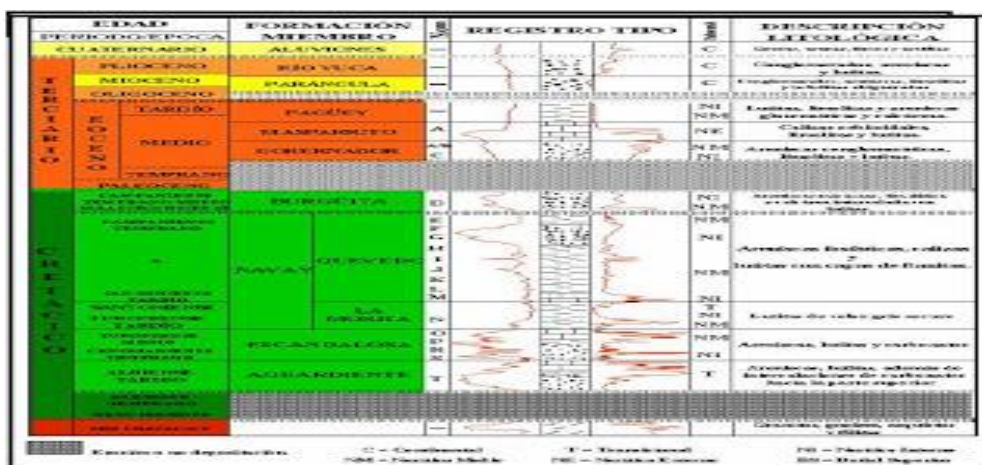
**MARCO TEORICO**

El campo Borburata está conformado por varios segmentos limitados por fallas. Está ubicado geográficamente en el estado Barinas aproximadamente a 29 Kms, al suroeste de la ciudad y cubre un área aproximada de 450 Km2. El primer pozo se perforo en el año 1994 y hasta el año 2004 se habían perforado 20 pozos, en el campo Borburata hay varios pozos en producción con presencia de H2S.

**Datos del Yacimiento**

El yacimiento “O” BOR-2E de la formación Escandalosa, de edad Cretáceo está compuesto litológicamente, por una mezcla de carbonatos (dolomías y calizas naturalmente fracturadas) y siliciclásticos (areniscas, limolitas y lutitas), depositados en nueve ciclos sedimentarios, separados por superficies erosivas, que han sufrido diferentes procesos diagenéticos. El ambiente de sedimentación, ha sido interpretado como una plataforma carbonática marina somera y ambientes de Llanuras de Marea con entradas variables de siliciclásticos.

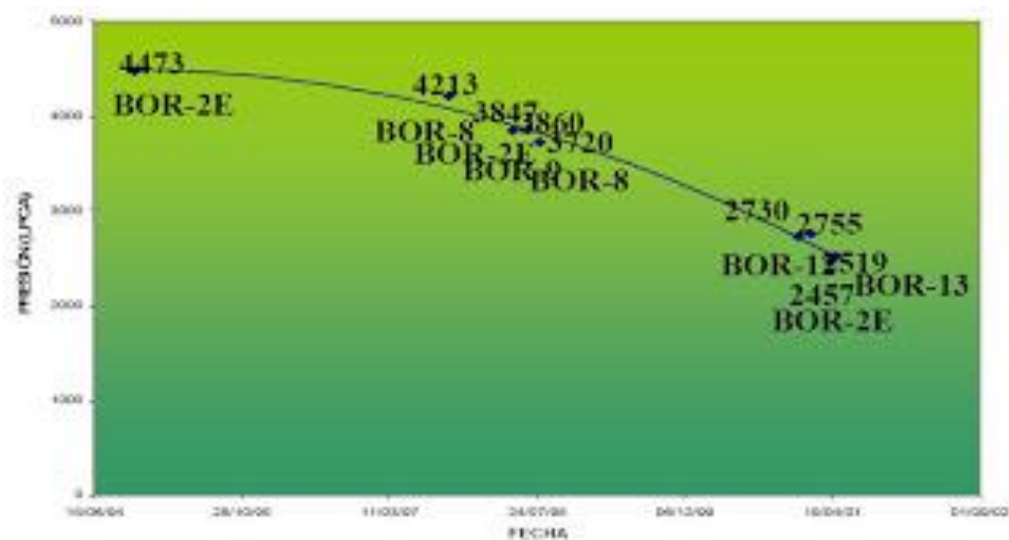
La figura 4: muestra la estratigrafía del área de Barinas.



La mayor parte del almacenamiento de hidrocarburo en este yacimiento, está ubicado en los niveles dolomitizados con porosidad intercrystalina, módica, vugas y fracturas. La litología en la formación Escandalosa miembro “O”, juega un papel muy importante en el comportamiento de producción, ya que está compuesta de dolomitas, calizas, arenas y arcillas, y en donde la alta producción de este horizonte está asociada a un tipo de dolomita que tiene fracturas, vugas y micro fracturas.



La figura 5: presenta detalles de las facies dolomíticas del núcleo en Escandalosa “O”, BOR-12.



En la trampa BOR-2E a nivel del yacimiento Escandalosa miembro “O” se han perforado y completado 10 pozos, de los cuales actualmente están activos 6 pozos con una producción acumulada de 17.1 MMBNP. Según la última caracterización del modelo estático del yacimiento Escandalosa “O” las reservas remanentes se sitúan en el orden de los 9.143 MMBIs de petróleo de 28 °API.

La presión inicial del yacimiento fue de 4500 lpc @ 11 650’ TVD y la presión actual es de aproximadamente 2 500 lpc @ 11 650’ TVD. El yacimiento “O” BOR-2, presenta a partir de 1998 una fuerte declinación debido mecanismo de producción presente en el yacimiento, es decir, está asociado principalmente a la expansión roca-fluido y gas en solución.

## FUNDAMENTOS TÉCNICOS DE PEGA DE TUBERÍA

### Pega de tubería

Es la imposibilidad de mover la sarta de perforación hacia adentro o hacia fuera del pozo y es la causa más común de pérdida de tiempo en operaciones de perforación y reacondicionamiento de pozos. Una vez que la tubería se pega el costo de despegarla y volver a trabajar puede exceder la cantidad presupuestada para dicho pozo. Si se toma la decisión de soltar la tubería en algún punto, o si la tubería se rompe, hay generalmente menos de un 50% de posibilidades de recuperar la tubería que queda en el hueco denominada pescado.

La pega puede ocurrir mientras se perfora, haciendo una conexión, registrando, probando, o durante cualquier tipo de operación que se realiza durante la perforación. La tubería de perforación está pegada si:

$$BF + FBHA > MO$$

Donde:

- BF (background friction): la cantidad de fuerza de fricción creada por la fuerza lateral en el pozo.
- MO (maximum overpull): la fuerza máxima que la torre, el sistema de levantamiento, o la tubería de perforación puede soportar.
- FBHA: la fuerza ejercida por el mecanismo de pega sobre el BHA.

La tubería de perforación está pegada cuando la fuerza estática necesaria para moverla excede las capacidades de la torre o de la fuerza de tensión de la tubería de perforación. Una tubería pegada puede resultar en la rotura de una parte de la tubería en el hoyo, hasta la pérdida de herramientas en el hoyo. Ciertas variables deben ser tomadas en cuenta en relación con la pega de tubería:

Presión del poro en la formación, sistema de lodo, y profundidad vs tiempo de perforación (mientras mayor tiempo se encuentre la tubería en el hoyo sin actuar, lo más probable es que se produzca pega de la misma)

Las consecuencias de una tubería pegada son muy costosas, estas incluyen:

- Pérdida del tiempo de perforación cuando liberamos la tubería.
- Tiempo y costo de pesca, intentando sacar la parte rota del BHA del hoyo.
- Abandono de la herramienta en el hoyo porque es muy difícil y muy costoso removerlo.

### **Pegaduras de Tubería**

La pega de tubería representa uno de los problemas de perforación más comunes y más graves. La gravedad del problema puede variar desde una inconveniencia menor hasta complicaciones graves, tal como lo son la pérdida parcial o total del fluido de control o la pérdida total del pozo.

La probabilidad de liberar la tubería atrapada con éxito disminuye rápidamente con el paso del tiempo, para prevenir o corregir este problema se debe entender la situación del problema e identificar las condiciones que condujeron a la generación del mismo, siendo necesario identificar las zonas de presión anormal.

Las pegaduras de tuberías más comunes en las operaciones de perforación, son:

- ~ En Arenas.
- ~ Con Lodos debido al Asentamiento y Precipitación de Sólidos en el Espacio Anular.
- ~ En ojos de Llaves y Patas de Perro.
- ~ Por Presión Diferencial.
- ~ Mecánicas en Empacadores y Sartas Múltiples.

### **Signos de Advertencia**

El reconocimiento y entendimiento de las señales de aviso es crucial para prevenir incidentes de tubería pegada. El pozo nos habla cuando detectamos cambios en el torque de la rotaria, el peso de la sarta, la rata de circulación, la presión de bombeo, las propiedades de lodo y cambios en los retornos a la zaranda.

#### ***a) Torque de la rotaria***

Debe monitorearse muy de cerca. El aumento sin explicación en el torque de la rotaria es un buen indicador de que algo inusual está pasando en el fondo del pozo.

#### **Ejemplos:**

- Si el torque aumenta de una manera más o menos estable esto puede indicar que el hueco se está llenando de recortes o hay un puente en el mismo.
- Cambios erráticos en el torque son un buen indicador de que la geometría del pozo está causando problemas o posiblemente haya chatarra en el hoyo.

#### ***b) Peso de la sarta***

Estar pendiente de los cambios en el peso de la sarta es un indicativo de que las condiciones del hueco están cambiando. Generalmente, cuando se saca la tubería del pozo parece que ésta pesara más de lo que pesaría la sarta sumergida en el lodo.

El efecto contrario ocurre, cuando se baja la tubería en el pozo. El plan general del pozo y las experiencias recientes en trabajos similares le permitirá al perforador reconocer qué es normal a ciertas profundidades. Si el

arrastre es mayor que el esperado es llamado Sobrehalado. Cuando el Sobrehalado aumenta de forma estable, en un periodo de tiempo, es a menudo un indicador de que el hueco se está empacando o se está formando un puente. Cuando la aguja del indicador de peso se mueve hacia arriba y hacia abajo, el problema puede ser causado por cambios en la geometría del hueco.

### **c) Retornos a la zaranda**

La cantidad y naturaleza de recortes que retornan a la zaranda nos ayudaran a saber qué es lo que pasa en el hueco. Una reducción en la cantidad de recortes que están saliendo a la zaranda indica que el hoyo no se está limpiando adecuadamente. Una pobre limpieza del hueco puede conducir a formación de puentes y empaquetamiento de secciones del mismo. El tipo de recortes que están retornando a la zaranda, pueden ser un indicador de que se están desarrollando problemas dentro del hoyo. Las arenas, arcillas hinchables, bloques de sal, grava y trozos de lutita son señales de advertencia

### **d) Tipos de sólidos de perforación**

Los sólidos del lodo de perforación pueden ser separados en dos categorías:

- Sólidos de Baja Gravedad Específica (LGS):** tienen una gravedad específica comprendida en el rango de 2,3 a 2,8. Los sólidos perforados, las arcillas y la mayoría de los aditivos del fluido están incluidos en la categoría de LGS y son frecuentemente los únicos sólidos usados para obtener densidades de hasta 10,0 lb/gal (SG<1,2).
- Sólidos de Alta Gravedad Específica (HGS):** tienen una gravedad específica de 4,2 o más. Los materiales densificantes como la barita o la hematita componen la categoría de HGS y son usados para lograr densidades superiores a 10,0 lb/gal (SG>1,2).

## **MECANISMOS DE PEGA DE TUBERÍA**

En general, la tubería se pega mecánicamente y por presión diferencial.

### **Pega Mecánica de la Tubería**

La pega mecánica es causada por una obstrucción o restricción física, ocurre generalmente durante el movimiento de la columna de perforación. También es indicada por la circulación bloqueada, sin embargo, ocasionalmente se puede observar una cantidad limitada de movimiento ascendente - descendente o libertad de movimiento rotatorio, incluso cuando la tubería está pegada mecánicamente. Puede ser clasificada en dos categorías principales:

- Empaquetamiento del pozo y puentes.
- Perturbaciones de la geometría del pozo.

### **Empaquetamiento del pozo y puentes**

#### **a) Recortes depositados**

Si los recortes no son retirados del pozo, se acumulan en éste, causando el empaquetamiento del pozo, generalmente alrededor del Conjunto de Fondo (BHA), y la pegadura de la columna de perforación. Este problema ocurre frecuentemente en las secciones agrandadas, donde las velocidades anulares son más bajas. En los pozos desviados, los recortes se acumulan en la parte baja del pozo y pueden caer dentro del pozo, causando el empaquetamiento.

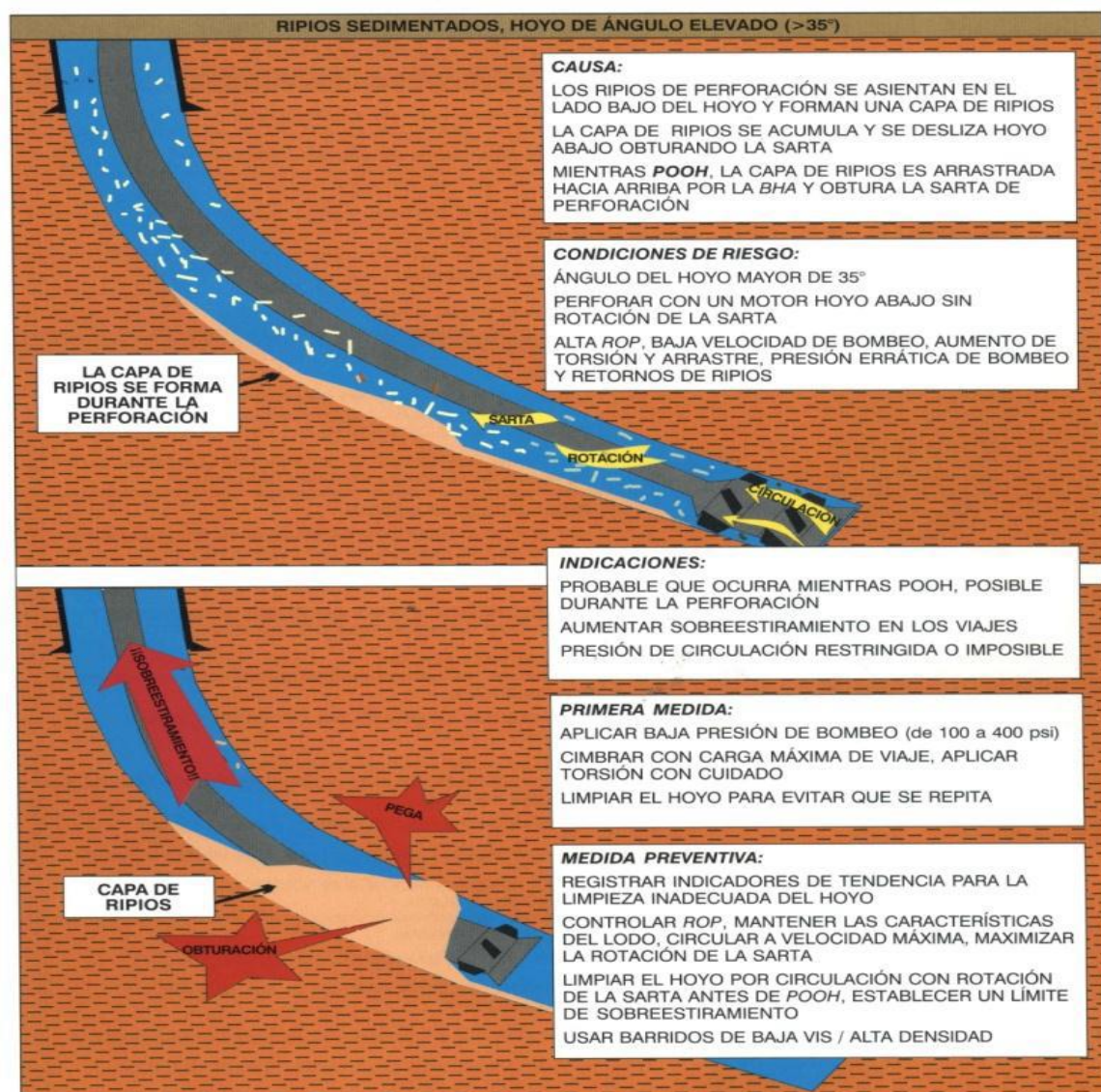
**Las causas de la remoción inadecuada de los recortes del pozo son:**

- 1.** Perforación a Velocidades de Penetración (ROP) excesivas para una velocidad de circulación determinada. Esto genera más recortes de los que pueden ser circulados mecánicamente a partir del espacio anular.

2. Falta de suspensión y transporte de los recortes hacia la superficie con una reología de lodo adecuada.

3. Trayectorias de pozo muy desviadas. Los pozos de alto ángulo son más difíciles de limpiar, ya que los sólidos perforados tienden a caer en la parte baja del pozo. Esto resulta en la formación de camas de recortes que son difíciles de eliminar.

**Figura 6** Ripios sedimentados, hoyo de ángulo elevado (>35°)



Fuente: BP Amoco.

### **Pérdida de circulación**

Cuando ocurre una pérdida de circulación, los recortes se asientan alrededor del BHA, produciendo una pega mecánica de la tubería. Los recortes pueden actuar como un packer y empeorar la pérdida de circulación. Se debe mantener la tubería en movimiento, y considerar la presión antes de bombear una píldora. Si tenemos un hoyo abierto, el volumen bajo la broca debe tener el siguiente tratamiento:

- Las calizas reactivas que cubren la formación, son propensas a ser inestables si se exponen a fluidos que no poseen la capacidad de prevenir la hidratación de las calizas.
- En las zonas de pérdida de circulación debe existir una presión más baja, previniendo una pega diferencial.
- Si se bombea una píldora ácida seguida por cemento, asegurarse que el ácido ha sido correctamente limpiado de la tubería antes de bombear cemento.
- Realizar pruebas piloto para cada tratamiento.

6. Perforación ciega (sin retornos de lodo) y barrido periódico inadecuado del pozo con un lodo viscoso.

### **Las principales advertencias e indicadores de sedimentación de los recortes son:**

- Relleno en el fondo después de realizar las conexiones y los viajes



- La cantidad de retornos que regresa a las zarandas es pequeña en relación con la velocidad de perforación y el tamaño del pozo.
- Aumento del torque, arrastre y presión de bombeo.
- Sobre-tensión en las conexiones y durante el retiro de la tubería.
- Aumento de la cantidad de Sólidos de Baja Gravedad Específica (LGS) y posible aumento del peso y/o viscosidad del lodo.

**Las medidas preventivas para minimizar la posibilidad de sedimentación de recortes son:**

1. Mantener la reología apropiada del lodo de conformidad con el tamaño del pozo, la ROP y la inclinación del pozo.
2. En los pozos casi verticales, barrer el pozo con lodo de alta viscosidad. En los pozos muy desviados, barrer con píldoras tándem (baja viscosidad y alta viscosidad). Circular siempre hasta que las píldoras de barrido regresen a la superficie y que las zarandas estén limpias.
3. Usar una hidráulica optimizada que sea compatible con el tamaño respectivo del pozo, la inclinación y la Rata de Penetración (ROP). Velocidades de circulación más altas siempre proporcionan una mejor limpieza del pozo.
4. Controlar la perforación en situaciones de alta Rata de Penetración (ROP) o de limpieza insuficiente del pozo.
5. Usar una rotación continua de la columna de perforación para mejorar la limpieza del pozo.
6. Realizar un viaje de limpieza después de todas las corridas largas del motor de fondo.
7. Usar el movimiento de la columna de perforación (rotación y movimiento alternativo) durante la circulación a la velocidad máxima, para perturbar las camas de recortes e incorporarlas de nuevo dentro del flujo.

**b) Inestabilidad de la lutita**

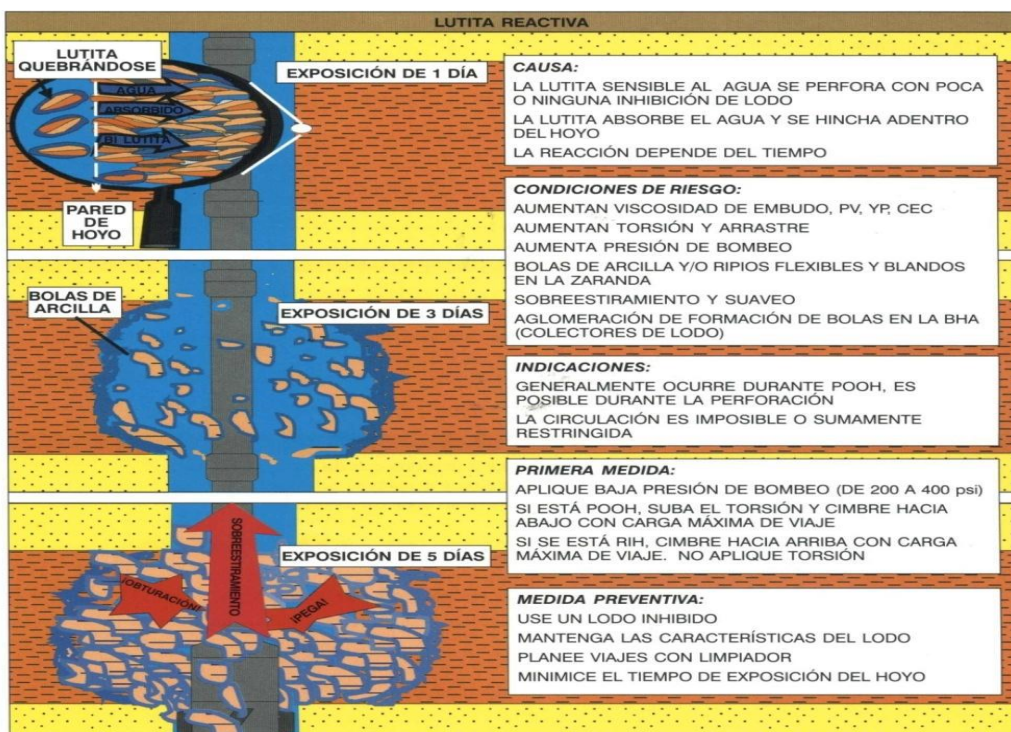
Las lutitas inestables pueden causar la obturación y pega cuando caen dentro del pozo.

**Pueden ser clasificadas de la siguiente manera:**

□ **Lutitas reactivas (Tensión Química)**

Éstas son lutitas sensibles al agua, perforadas con lodo con insuficiente inhibición (capacidad de retardar la hidratación de las lutitas). Las lutitas absorben agua, se someten a esfuerzo y se quiebran dentro del pozo (ver la Figura 7). La perforación a través de lutita reactiva es indicada principalmente por aumentos de la viscosidad de embudo, del punto cedente, de los esfuerzos de gel, de la Prueba de Azul de Metileno (MBT) y posiblemente del peso del lodo. Esto se reflejará en los aumentos de torque, arrastre y presión de bombeo.

**Figura 7. Lutita reactiva**



Fuente: Shell UK

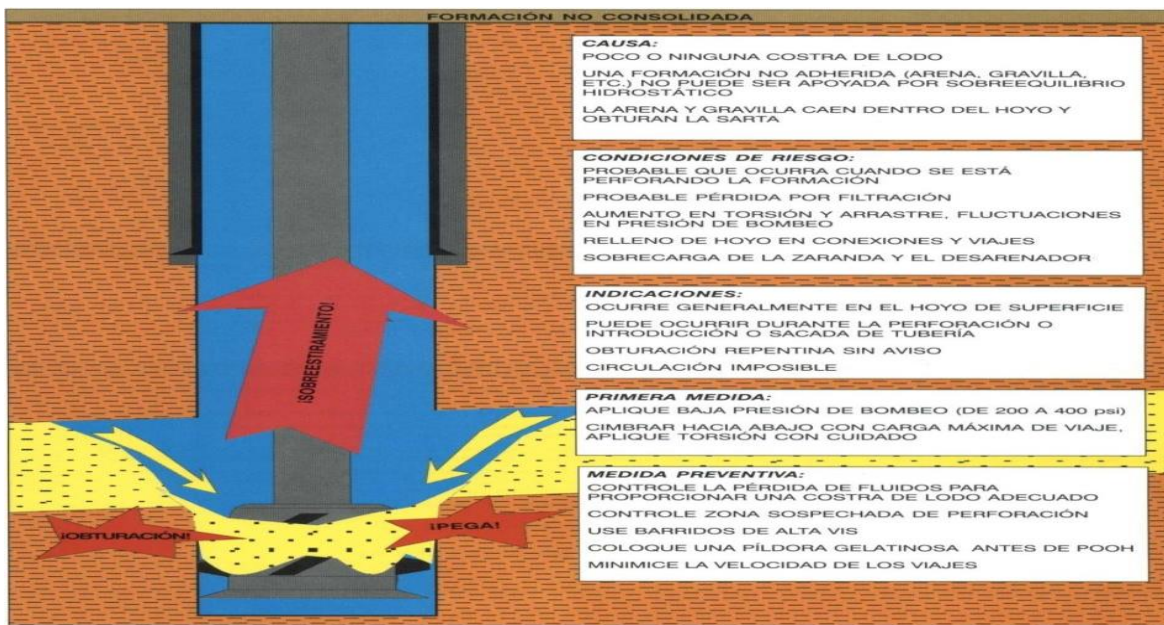
**f) Formaciones no consolidadas**

Este problema afecta a las formaciones que no pueden ser soportadas por el sobrealance hidrostático. Por ejemplo, la arena y la gravilla no consolidadas caen frecuentemente dentro del pozo y obturan alrededor de la columna de perforación.

Problemas también ocurren si el revoque depositado sobre la arena floja no consolidada no es suficiente para impedir que ésta “fluya” dentro del pozo y obture la columna de perforación (ver la Figura 8).

En general, estos tipos de formaciones se encuentran en niveles poco profundos o durante la perforación de las zonas de producción. El torque, el arrastre y el relleno sobre las conexiones son indicios comunes de estos problemas. Los equipos de control de sólidos estarán sobrecargados de cantidades de sólidos que no corresponden a la rata penetración (ROP). Para perforar estas formaciones, el lodo debería proporcionar un revoque de buena calidad para ayudar a consolidar la formación, de manera que la presión hidrostática pueda “empujar contra”, y estabilizar la formación.

**Figura 8.** Formación no consolidada

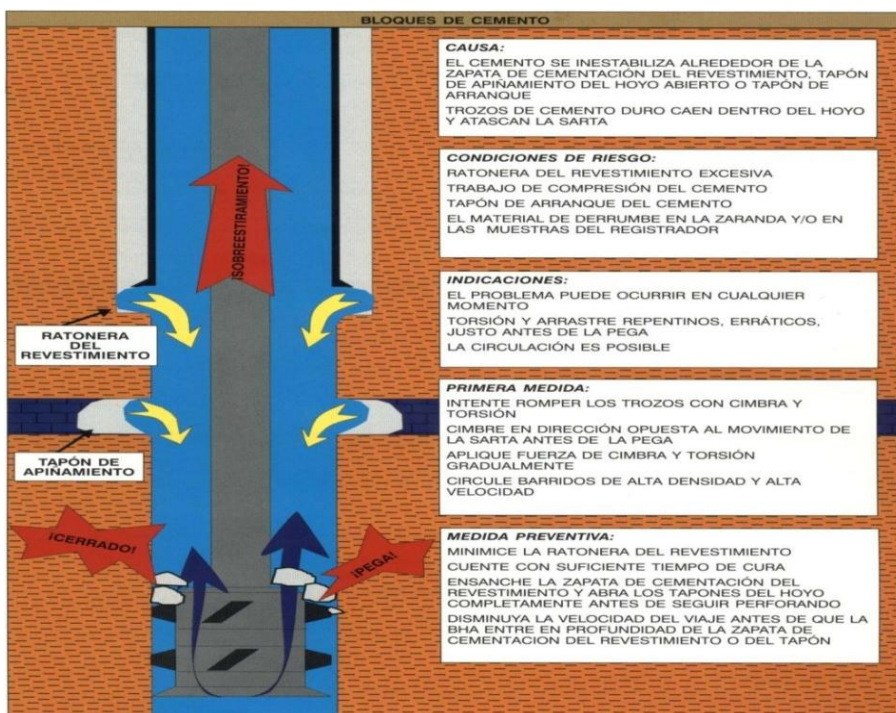


Fuente: Amoco TRUE

**g) Cemento o basura en el pozo**

Cuando bloques de cemento o basura caen dentro del pozo, éstos pueden actuar como una cuña y bloquear la columna de perforación. Esto puede ocurrir cuando el cemento pierde su estabilidad alrededor de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento o ser causado por tapones de pozo abierto y tapones de desvío (ver la Figura 9).

**Figura 9.** Bloques de cemento



Fuente: Shell UK



## Perturbaciones de la geometría del pozo

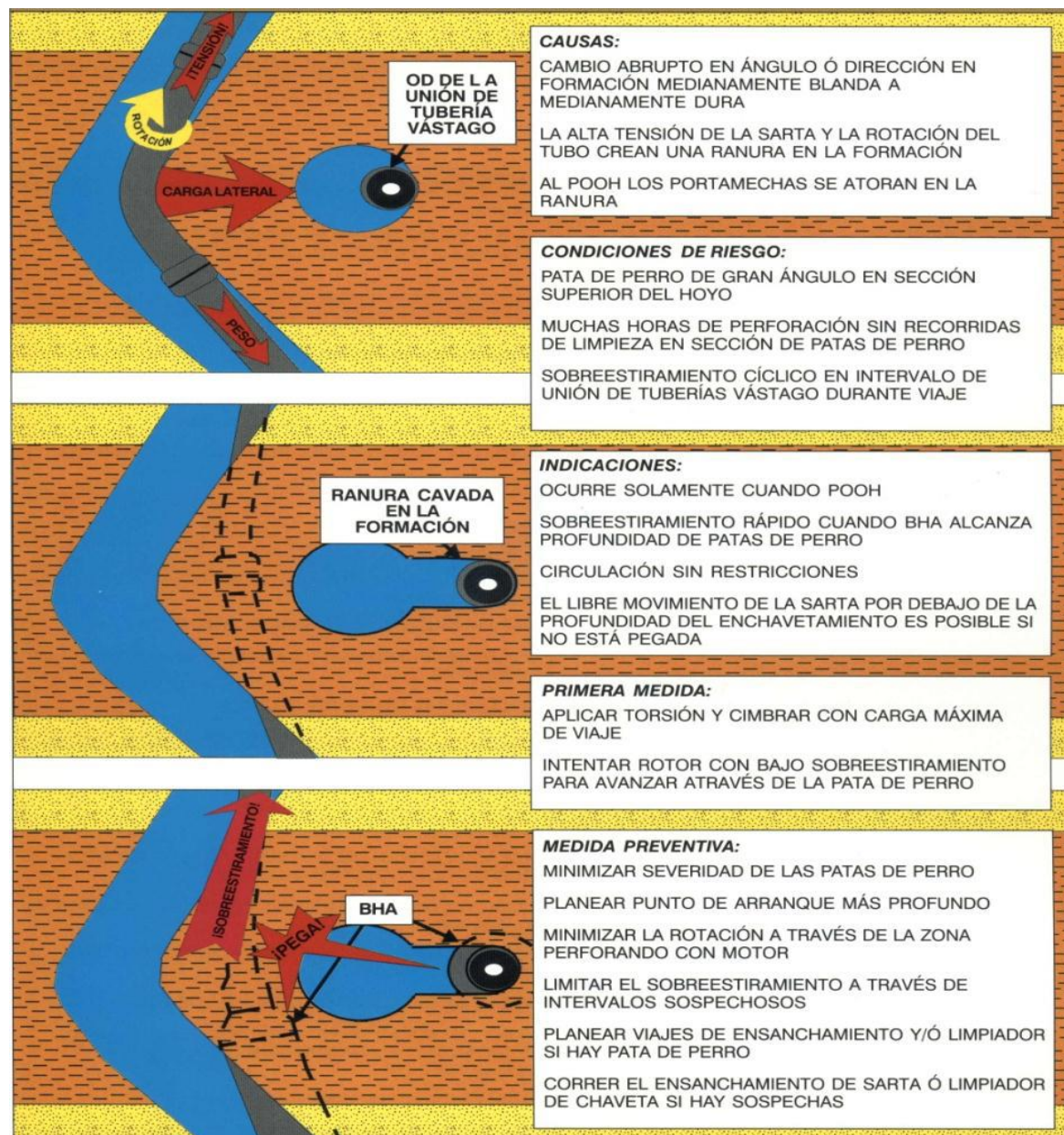
Otra categoría de pega mecánica de la tubería está relacionada con la geometría del pozo. El diámetro y/o ángulo del pozo en relación con la geometría y rigidez del BHA no permitirán el paso de la columna de perforación. En general, cuanto más grande sea el cambio de ángulo o de dirección del pozo, más alto será el riesgo de pega mecánica de la tubería. Los pozos en forma de "S" son aún peores y aumentan el riesgo de pegadura de la tubería debido a los aumentos de fricción y arrastre. Los principales tipos de perturbación de la geometría del pozo son:

### a) Asentamientos ojo de llave

Los ojos de llave se forman cuando la columna de perforación roza contra la formación en la parte interior de una pata de perro. La tensión mantiene la columna de perforación contra el pozo mientras que la rotación y el movimiento de la tubería forman una ranura en el lado del pozo. Cuando más largo sea el intervalo por debajo de la pata de perro y más marcada la pata de perro, más grande será la carga lateral y más rápido el desarrollo de un asentamiento ojo de llave (ver la Figura 10).

La pegadura en el ojo de llave ocurre cuando la tubería se atasca dentro de la estrecha ranura del ojo de llave al ser levantada. La pegadura en el ojo de llave ocurre solamente cuando se está moviendo la tubería. La tubería también puede ser pegada por presión diferencial después de pegarse en el ojo de llave. En general se puede liberar la tubería pegada en un ojo de llave golpeando hacia abajo, especialmente si la pegadura ocurrió durante el levantamiento de la tubería.

Figura 10. Asentamiento ojo de llave



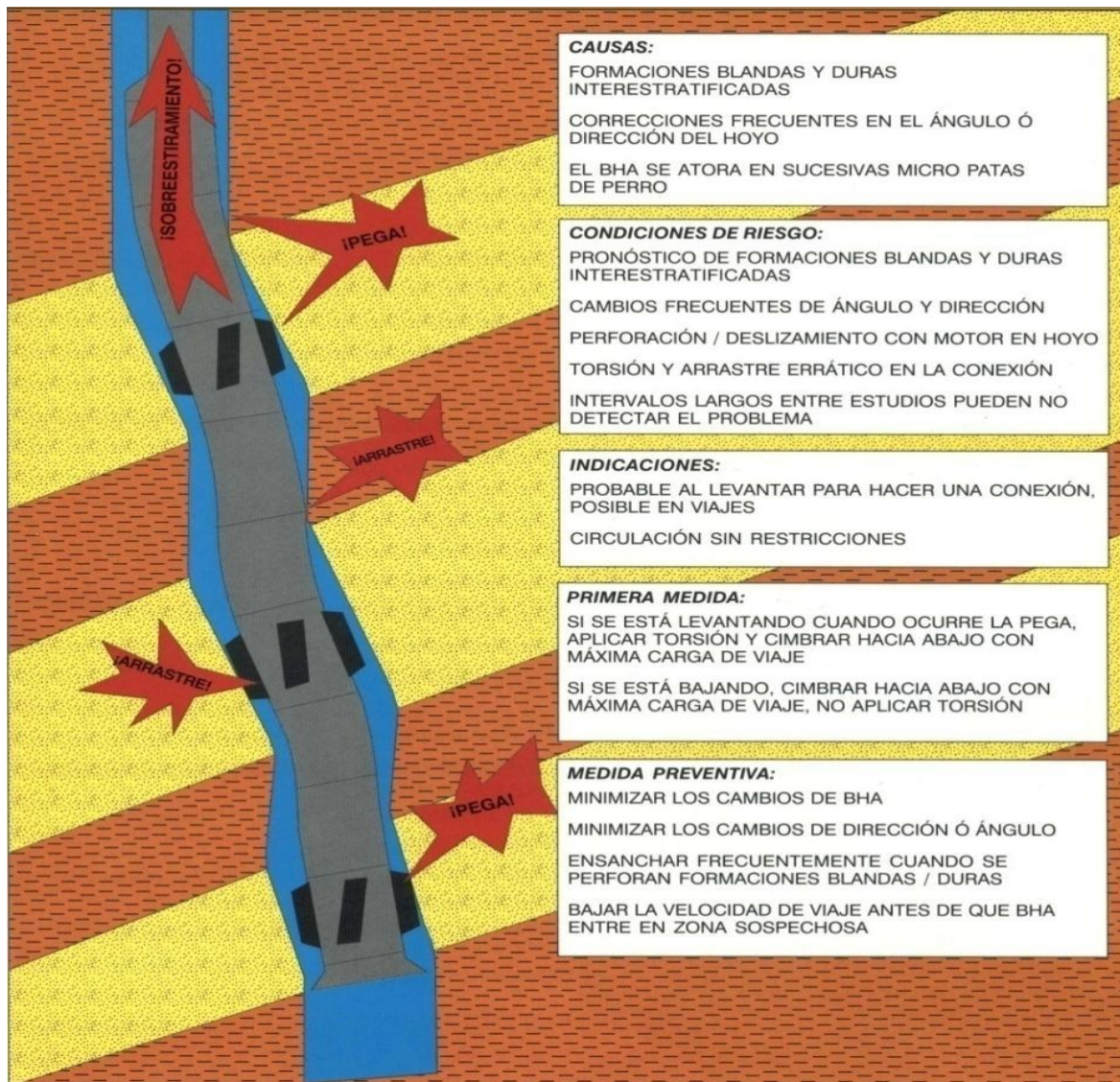
Fuente: Amoco TRUE



## b) Bordes y micropatas de perro

Éstos son formados cuando se encuentran sucesivas formaciones duras/blandas interestratificadas. Las formaciones blandas se derrumban por varios motivos (por ej.: hidráulica excesiva, falta de inhibición), mientras que las rocas duras mantienen su calibre. Esta situación es agravada por formaciones buzantes y cambios frecuentes del ángulo y de la dirección. Las aletas del estabilizador pueden atascarse por debajo de los bordes durante el retiro o levantamiento de las conexiones (ver la Figura 11).

Figura 11. Micropatas de perro



Fuente: Shell UK

## Pega de Tubería por Presión Diferencial

La pegadura por presión diferencial es causada por las fuerzas de presión diferencial de una columna de lodo sobre balanceada que actúan sobre la columna de perforación contra un revoque depositado en una formación permeable. Muchos casos de pega de tubería pueden ser atribuidos a la pegadura por presión diferencial, la cual también puede ser llamada “pegadura de la pared”. La pegadura por presión diferencial ocurre generalmente cuando la tubería está estacionaria, tal como cuando se hacen las conexiones o cuando se realiza un registro.

Está indicada por la circulación completa y la ausencia de movimiento ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, con la excepción del estiramiento y torque de la tubería. Dos condiciones deben existir para que la pegadura por presión diferencial ocurra:

- (a) La presión hidrostática del lodo debe exceder la presión de la formación adyacente.
- (b) Una formación permeable porosa debe existir.

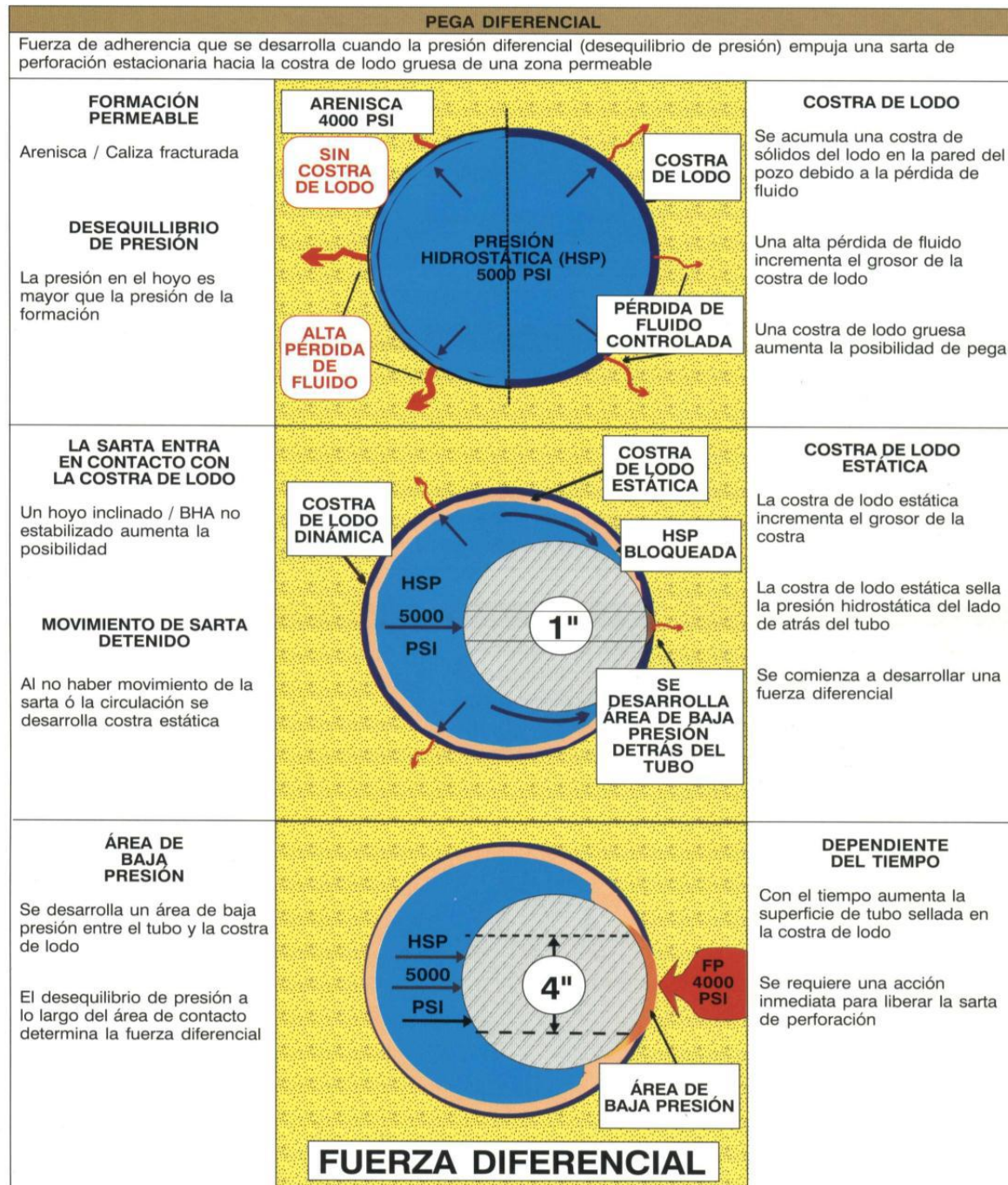
La Figura 2.19 ilustra el mecanismo de pega por presión diferencial. En este ejemplo, la presión hidrostática del lodo es 1000 psi más alta que la presión de la formación. La presión hidrostática actúa igualmente en todas las direcciones. En la segunda figura, la sarta hace contacto con el revoque frente a una zona permeable y se pega. Como se muestra en la tercera figura, la presión hidrostática ahora actúa a través de la zona de contacto entre el



revoque y la sarta. Esta presión mantiene firmemente a la sarta contra la pared del pozo. El segmento sobre el cual actúa esta fuerza está indicado por las líneas de puntos trazadas frente a la sarta, de la tercera figura. Esta distancia depende de la profundidad enclavada de la tubería dentro del revoque, así como del tamaño del pozo y del DE (diámetro exterior) de la tubería.

La profundidad enclavada depende del espesor del revoque, el cual determina el área de contacto entre la tubería y el revoque. El espesor del revoque es determinado por la concentración de sólidos en el lodo y el filtrado.

**Figura 12.** Mecanismo de Pega Diferencial



Fuente: Shell UK

### **Causas de pega diferencial**

Cuando la tubería se pega por presión diferencial, las siguientes condiciones existen:

- (a) La presión hidrostática del lodo excede la presión de la formación adyacente
- (b) La formación es permeable (generalmente arenisca) en el punto donde la tubería está pegada.

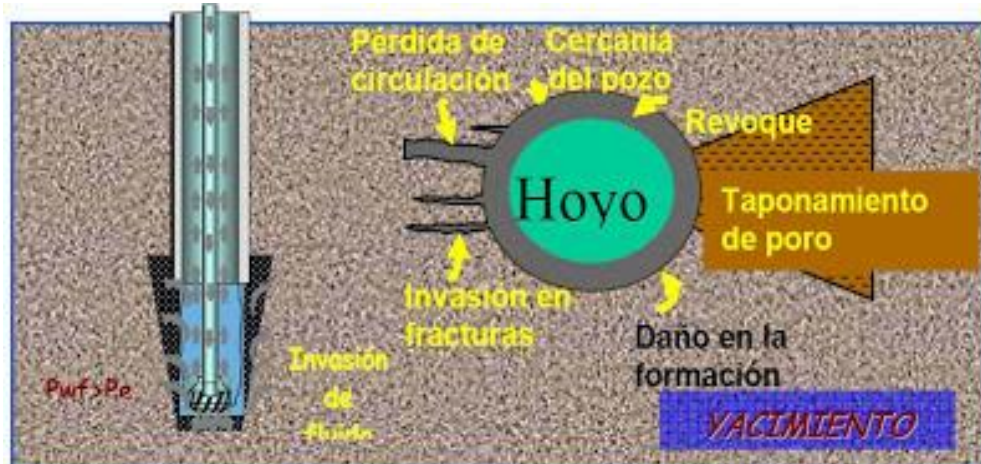
Esta combinación de presión diferencial y formación permeable resulta en la pérdida de filtrado hacia la formación y en la deposición de un revoque. Cuando la tubería se pega por presión diferencial, casi siempre hay una circulación libre alrededor de la zona pegada (es decir, no hay ninguna obturación). Cuando un revoque se forma sobre la formación, este revoque aumenta el área de contacto entre el pozo y la tubería de perforación. El exceso de sólidos perforados y el alto filtrado aumentan el espesor del revoque y el coeficiente de fricción, haciendo que sea más difícil golpear o tirar de la tubería de perforación para liberarla.

### **Antecedentes Perforación sobre Balance**

En la perforación sobre balance la presión ejercida por el fluido de perforación es mayor a la presión de formación, impidiendo el flujo del pozo. La invasión del filtrado de lodo es inducida por el diferencial de presión

aplicado a la formación y el daño ocasionado a los yacimientos productores por taponamiento de la garganta poral es mayor.

En la figura 13: se presenta el proceso de perforación sobre balance.



En los campos Bejucal y Borburata del Distrito Barinas en el pasado se perforaba convencionalmente la formación Escandalosa “O” perteneciente al Cretáceo y caracterizada por calizas naturalmente fracturadas, utilizando un fluido base agua con una densidad entre 9.7 – 8.4 lbs/gal, presentándose problemas severos de pérdida de circulación y pegas diferenciales, incidiendo negativamente en el desarrollo de las operaciones (tiempos y costos de los pozos) y en la obtención de información del yacimiento. Durante la perforación convencional de los pozos BEJ-7 y BEJ-9 se presentaron problemas relacionados con pérdidas severas de circulación, específicamente en la formación Escandalosa “O”. En esta formación se perdieron 2343 Bbls en el pozo BEJ-7 y 7843 Bbls en el pozo BEJ-9, para un total de 10186 Bbls de fluido de perforación perdidos hacia la formación.

En la perforación sobre balance de varios pozos del campo Borburata también hubo problemas de pérdidas severas de circulación en la formación Escandalosa, miembro “O”, registrándose un total de volumen de lodo perdido de 4407 Bbls; distribuidos así: 880 Bbls en BOR-7, 172 Bbls en BOR-8, 2938 Bbls en BOR-11 y 417 Bbls en BOR-16.

En la figura 14 se grafican los volúmenes de lodo perdidos en estos 2 campos con la perforación convencional.



### Completación a Hoyo Abierto

En el momento de perforar el primer pozo (BEJ-10) con la tecnología “UBD”, no existía suficiente información que condujera a la visualización de un modelo geomecánico de tal manera de predecir el comportamiento de la formación en la perforación bajo o cerca del balance. Por esta razón, se recurrió a los datos históricos de los pozos



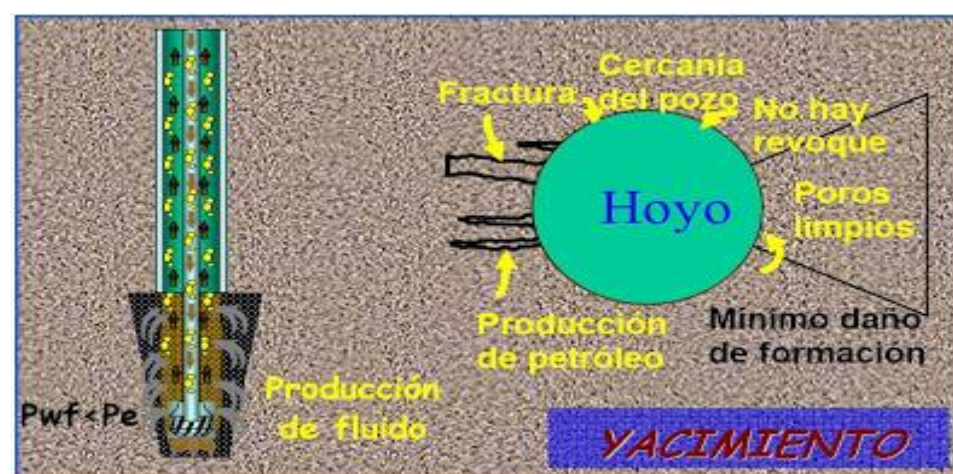
que habían sido perforados y completados a “hoyo abierto” en el área de Barinas, los cuales fueron tres pozos en el campo Maporal (SMW-14, SMW-16, SMW-28) y un pozo en el campo Torunos (TOR-9), todos completados a “hoyo abierto” en el miembro “O” del yacimiento Escandalosa.

Estos campos se diferencian en ciertas características de los campos Bejucal y Borburata, sin embargo sus datos y los antecedentes exitosos (no se reportaron problemas en la perforación de los intervalos completados a hoyo abierto) sirvieron de valiosa referencia para la tomar la decisión de perforar y completar a “hoyo abierto” los pozos propuestos con la técnica “UBD”.

### Perforación Bajo Balance

En la técnica de “Perforación Bajo Balance”, (UBD) la presión ejercida por el fluido de perforación es intencionalmente mantenida por debajo de la presión de poro del yacimiento, permitiendo el flujo del pozo. La técnica de UBD tiene como objetivos principales perforar yacimientos agotados, yacimientos naturalmente fracturados y minimizar daños a la formación. Otros beneficios de la técnica permiten reducir problemas operacionales (pérdida de circulación, pega de tubería, etc.), incrementar la tasa de perforación, producir en forma temprana y monitorear los fluidos de la formación. Además de maximizar la producción de los pozos por reducción del tiempo de interacción roca-fluido.

La figura 15: representa el proceso de perforación bajo balance.



En la planificación y/o aplicación de la técnica “UBD” debemos tener presente lo siguiente:

### Fluido de Perforación

Tanto en perforación convencional como en perforación bajo balance se debe tener especial atención en el diseño del fluido de perforación, ya que la misma forma parte vital del éxito de la perforación. Si bien es cierto que en ambos tipos de trabajo la esencia del fluido es el transporte de ripios, no es menos cierto que la planificación de este es distinta ya que los mismos tendrán propiedades y características particulares.

De esta forma cuando se considera perforar en bajo balance el fluido no debe formar revoque por no ser necesario en este tipo de técnica, a su vez, se debe considerar que en la mayoría de los trabajos de perforación bajo balance se tendrá un fluido bifásico en el anular, lo cual limita la capacidad de suspensión de ripios, siendo este punto importante a la hora de realizar conexiones, viajes o cualquier parada de flujo que se realice desde superficie. De esta misma forma es necesario considerar la disminución en la capacidad de enfriamiento que tienen los fluidos bifásicos en relación a los fluidos monofásicos.

Conjuntamente con estos factores se deberá considerar el cálculo del volumen equivalente del fluido, ya que si se tiene un fluido compresible en el medio el volumen equivalente que este representa, variará a lo largo del hoyo con la profundidad, presión y temperatura.

Debido al hecho de presentar la formación Escandalosa en el miembro “O”, una densidad equivalente de 4.13 lbs/gal, aproximadamente; existe la posibilidad de continuar con la aplicación de la técnica de “UBD” con sistema bifásico, mediante la inyección de nitrógeno (N2), el cual; se describe a continuación:

## **SISTEMA DE VARIABLES.**

Sabino C, (2007) la define como “Cualquier característica o cualidad de la realidad que es susceptible de asumir diferentes valores” (p.52). Para Arias F, (2006), “Es una característica o cualidad; magnitud o cantidad que puede sufrir cambios y que es objeto de análisis, medición, manipulación o control en una investigación” (p.57).

Además define las variables siguientes:

**Variable Independiente:** “Son las causas que generan y explican los cambios en la variable dependiente”(p.59). En este trabajo la variable independiente es el Desarrollo del Simulador, ya que de acuerdo a las características que están presentes se optimizan las propiedades y variables de perforación para su posterior desarrollo.

**Variable Dependiente:** “Son aquellas que se modifican por acción de la variable independiente” (p.59).En el presente estudio las variables dependientes son los factores de Pegas de Tuberías: peso de la sarta, galonaje, peso sobre la mecha, pega o atascamiento de tubería, así como problemas mecánicos o sobre presión en las distintas fases de perforación.

**MAPA DE VARIABLES. Tabla 3.** Mapa de Variables.

**Objetivo General:** Desarrollar una propuesta para un simulador en la prevención de la pega de tubería durante las operaciones de perforación de los pozos petroleros del campo Borburata de la División Boyacá, en el Estado Barinas año 2019.

Objetivos Específicos	Variable	Definición Operacional	Propiedades:	Indicadores
Identificar los principales problemas que se presentan durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.	Problemas Operacionales durante la Perforación de pozos.	Se presentan distintos problemas durante la perforación de pozos petroleros, siendo una de las más comunas la pega de tubería o atasque de tubería, trayendo como consecuencia limitación y tardanza en la producción del pozo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problemas operacionales</li> <li>• Perforacion basica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluación y desempeño del programa, para tener registro de la información de campo.</li> </ul>
Determinar los problemas de mayor incidencia en la pega de tuberías durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.	Problemas que causan pega de tuberías durante la perforación de pozos.	Son aquellas determinadas, por las propiedades del lodo, la hidráulica del mismo y las operaciones de perforación según el programa.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Empleando tecnologías de perforación y terminación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asegurarse que cumpla con las necesidades del pozo a perforar, ya que su grado de complejidad se incrementa drásticamente con respecto a pozos someros</li> </ul>
Seleccionar las variables e indicadores para la elaboración		Determinadas por fallas en el top-drive, cambios bruscos en las	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisión Tecnológica.</li> <li>• Análisis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluación al desempeño.</li> </ul>

de la base de datos del simulador en la prevención de pega de tuberías durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.	Base de datos para el diseño del simulador.	propiedades del lodo de perforación, control de presiones y diseño de sarta de tuberías	económico.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Evaluación de costos.</li> </ul>
Evaluar la factibilidad técnica y operacional de un simulador para la prevención de la pega de tubería durante la perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.	Factibilidad técnica y Operacional	Es el estudio técnico y operacional, para conocer y saber el grado de factibilidad del desarrollo del simulador.	Análisis de estudio y factibilidad	Determinación de costos y factibilidad de Diseño
Diseñar los parámetros del simulador para la prevención de la pega de tubería durante la perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.	Simulador para la prevención de pega de tuberías en perforación de pozos.	Son todas aquellas características y datos específicos que dan orientación técnica para el diseño de la herramienta tecnológica.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Análisis de datos primarios en hoja Excel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Planificación de procesos.</li> <li>Evaluación de la Perforación.</li> </ul>

Fuente: Torrez. D (2019)

## **NORMATIVA Y ASPECTOS LEGALES**

### **CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA GACETA OFICIAL DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA NO 5.453 EXTRAORDINARIA DE FECHA 24 DE MARZO DE 2000.**

La conservación del ambiente y de los recursos naturales es la base para el desarrollo económico y social del país, regido y orientado por la norma constitucional, que lo establece como beneficio colectivo de los venezolanos (Prieto, 2009).

En su Capítulo IX de los Derechos Ambientales, “consagra los postulados del Desarrollo Sustentable como marco referencial o principio rector de todas las actividades que realice el Estado y los particulares en materia de gestión ambiental, social y económica. Es un deber fundamental del Estado con la activa participación de la Sociedad, garantizar que la población se desenvuelva en un ambiente libre de contaminación, donde el aire, el agua, los suelos, el clima, la capa de ozono y las especies vivas, sean específicamente protegidas, de conformidad con la ley”**(Art.127).**

El Estado debe desarrollar una política de ordenación del territorio atendiendo a una realidad ecológica, poblacional, geográfica y cultural. Además de exigirle a toda actividad susceptible a degradar el ambiente que debe estar precedida por un estudio de impacto ambiental y sociocultural, incluyendo la obligación de conservar el equilibrio ecológico y de restablecer el ambiente a su estado natural en caso que este resultare alterado. **(Arts.128 y 129).**

### **LEY ORGÁNICA DEL AMBIENTE. G.O. DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA NO 5.833 EXTRAORDINARIO DE FECHA 22 DE DICIEMBRE DE 2006.**

En concordancia con CRBV, la Ley Orgánica del Ambiente (LOA), consagra los principios rectores para la gestión ambiental, en el marco del desarrollo sustentable. Dicha gestión contiene una serie de medidas orientadas al

diagnóstico, inventario, establecimiento, restauración, mejoramiento, preservación, protección, control y aprovechamiento de los ecosistemas, de la diversidad biológica y los demás recursos naturales y elementos del ambiente (**Art.2**).

Con respecto a la industria, la ley obliga a la implantación de una política ambiental segura, con el fin de conciliar el aspecto económico y social con la gestión del ambiente, con base a las restricciones y potencialidades del área (**Art.23**). De acuerdo a esa política, se debe incluir los estudios de impacto ambiental como medida de prevención y minimización de riesgos y la inserción de los proyectos de la industria en los planes nacionales, entre ellos los planes de ordenación del territorio.

El **Capítulo II**, Control Previo Ambiental en su **Artículo 83** señala sobre la afectación tolerable: “El Estado podrá permitir la realización de actividades capaces de degradar el ambiente, siempre y cuando su uso sea conforme a los planes de ordenamiento del territorio, sus efectos sean tolerables, generen beneficios socioeconómicos y se cumplan las garantías, procedimientos y normas. En el instrumento de control previo se establecerán las condiciones, limitaciones y restricciones que sean pertinentes”.

**LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS G.O. DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA NO 37.323 DE FECHA 13 DE NOVIEMBRE DE 2001.**

**Artículo 5:** Las actividades reguladas por esta Ley estarán dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenido del país, atendiendo al uso racional del recurso y a la preservación del ambiente. El contenido inicial de esta norma señala en forma precisa el fomento del desarrollo integral y sustentable en concordancia con el uso racional del recurso y la preservación del ambiente.



**LEY DE SUSTANCIAS, MATERIALES Y DESECHOS PELIGROSOS. G.O. DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA NO 5.554 DE FECHA 13 DE NOVIEMBRE DE 2001.**

**Artículo 13:** Las personas naturales o jurídicas públicas o privadas responsables de la generación, uso y manejo de sustancias, materiales o desechos peligrosos están obligadas a: Desarrollar y utilizar tecnologías limpias o ambientalmente seguras, aplicadas bajo principios de prevención que minimicen la generación de desechos, así como establecer sistemas de administración y manejo que permitan reducir al mínimo los riesgos a la salud y al ambiente.

Esta ley es de especial importancia para la industria de hidrocarburos por la cantidad de sustancias tales como: lodos petrolizados, catalizadores gastados, aceite residual, lodos de tratamiento de agua contaminados, ripios de perforación, agua agria, lubricantes y otros que se generan durante las actividades de perforación, producción y mejoramiento del crudo.

## CAPITULO III

---

### MARCO METODOLÓGICO

De acuerdo con, Tamayo y Tamayo (2003) define al marco metodológico como “Un proceso que, mediante el método científico, procura obtener información relevante para entender, verificar, corregir o aplicar el conocimiento”, dicho conocimiento se adquiere para relacionarlo con las hipótesis presentadas ante los problemas planteados. (p.37)

Por lo que se puede acotar que son todas aquellas técnicas que ayudan a la realización de la recolección de datos para posteriormente enfocarse en el análisis y dar mayor facilidad al mismo. El siguiente capítulo tendrá como objetivo considerar el tipo de investigación, la metodología de la misma, tipo, población, las técnicas e instrumentos de recolección de datos, así como la validez, con el fin de dar respuestas en forma ordenada.

#### TIPO DE INVESTIGACIÓN

Por su parte, Tamayo y Tamayo (2007), refiere a las investigaciones descriptivas como el registro, análisis e interpretación de la naturaleza actual y la composición o procesos de los fenómenos; trabajando así, sobre realidades de hecho y su característica fundamental es la de presentar una interpretación correcta.

En el mismo orden de ideas Bavaresco (2006) p.19, considera que los estudios descriptivos “persiguen el conocimiento de las características de una situación dada, plantea objetivos y formula hipótesis sin usar laboratorios”. Así mismo lo que se persigue en este trabajo especial de grado, es proponer el desarrollo de una herramienta tecnológica como un simulador en hoja de Excel, basado en características básicas que generan una serie de datos elementales en la

perforación de pozos mientras se sube o baja la tubería, con el propósito de evitar pegas de tubería y hacer más eficiente la perforación

A su vez busca caracterizar los fenómenos como los problemas operacionales presentados durante la perforación, con relación a la pega de tuberías a través de porcentajes que permiten analizar los comportamientos y de esta manera estimar el rango operacional adecuado a ser utilizado en próximas perforaciones en el Campo Borburata, y que posteriormente puedan evitar impactos en la geometría de hoyos, ocasionando problemas como pérdida de circulación, altos torques, arrastre u apoyos que puedan influir en los planes de perforación, por lo que se trabajó con una series de datos obtenidos de los reportes diarios de perforación en la carpetas de pozos, con el fin de analizarlos e interpretarlos.

## **METODOLOGÍA**

Se denomina Proyecto Factible la elaboración de una propuesta viable, destinada atender necesidades específicas a partir de un diagnóstico. Del mismo modo, **Arias, (2006, p. 134)**, señala: "Que se trata de una propuesta de acción para resolver un problema práctico o satisfacer una necesidad. Es indispensable que dicha propuesta se acompañe de una investigación, que demuestre su factibilidad o posibilidad de realización".

De lo antes planteado, para llevar a cabo el proyecto factible, lo primero que se realizo fue un diagnóstico de la situación planteada; en segundo lugar, fue plantear y fundamentar con basamentos teóricos la propuesta a elaborar y establecer, tanto los procedimientos metodológicos así como las actividades y los recursos necesarios, para llevar a delante la ejecución. Aunado a esto, se realizo el estudio de factibilidad del proyecto y, por último, la ejecución de la propuesta con su respectiva evaluación.

El presente trabajo especial de grado surge de la necesidad de proponer el desarrollo de un simulador en Excel para determinar los problemas operacionales

(torque, apoyo, arrastres, pegas, pérdidas de tubería dentro del hoyo, pérdidas de circulación) registrados en la historia de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29, pertenecientes al Campo Borburata, por medio del simulador y así obtener los rangos operacionales adecuados a nivel de factibilidad, en cuanto a parámetros de perforación, que ayuden a mejorar la producción de los hoyos en el Campo Borburata y servir de base para el desarrollo de perforaciones futuras de campos que posean características estructurales similares a la actual. Evitando así el mayor de los costos que se puedan generar y de esta manera mostrar una referencia para dar respuestas a tales problemas.

La estrategia empleada para la elaboración de este proyecto se fundamentó en la revisión bibliográfica, la cual consiste en realizar una revisión exhaustiva de diferentes fuentes como: Trabajos especiales de grado, informes técnicos, fuentes de información alternativa (internet), relacionadas al desarrollo de un simulador para la prevención de la pega de tubería durante la perforación de pozos petroleros, que permita resolver los problemas durante la perforación de los mismos en el Campo Borburata, Estado Barinas. De igual forma se revisó información documental acerca del campo Borburata y el funcionamiento de su yacimiento.

## **POBLACIÓN Y MUESTRA**

### **Población**

Al desarrollar cualquier proceso de investigación se hace necesario abordar a un grupo de individuos, objetos, cosas, animales y otros que constituyen las unidades de análisis y que se conocen como población. Según Hernández (2010), la población “es el conjunto de todos los casos que concuerdan con una serie de especificaciones” (p.53), se puede decir que la población es la totalidad del fenómeno a estudiar, en donde las unidades de población posee una característica común la cual estudia y da origen a los datos. En el caso de la investigación en desarrollo, la población está conformada por las cifras de

producción de pozos del yacimiento A, B BOR 2 Campo Borburata Distrito Barinas específicamente de los pozos BOR-43 y BOR-29.

Para el proyecto de investigación la población está representada por el campo Borburata el cual Está ubicado en el estado Barinas aproximadamente a 29 Kms. al suroeste de la ciudad y cubre un área aproximada de 450 Km<sup>2</sup>. El primer pozo se perforó en el año 1994 y hasta el año 2004 se habían perforado 20 pozos. En el Campo Borburata hay varios pozos en producción con presencia de H<sub>2</sub>S.

### **Muestra**

La muestra se define como un subgrupo de la población. Para delimitar las características de la población. Según Hernández (2010), define la muestra como "una Población o sea, un número de individuos, un objeto de los cuales es un elemento del universo o población, es decir, un conjunto de la población con la que se está trabajando" por lo cual, en esta investigación se considera el abordaje selectivo de los dos pozos problemas con características estándar al momento de implementar el simulador.

## **TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

Para Arias, F (2006). "Las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o maneras de obtener la información. Son ejemplos de técnicas; la observación directa, la encuesta en sus dos modalidades: oral o escrita (cuestionario), la entrevista, el análisis documental, análisis de contenido, etc." (p.111)

La técnica utilizada en el presente trabajo fue la revisión bibliográfica, ya que la mayor información de los pozos pertenecientes al campo Borburata fue obtenida por medio de la revisión de carpetas de pozos donde se extrajo información referente a parámetros de perforación, obtenidos en los reportes diarios de perforación (sumarios) que posteriormente fue tabulada para generar gráficos que

permitieron su análisis, el cual aceleró el proceso de búsqueda y tabulación de los factores antes nombrados.

## **INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

Según Arias, F (2012). "Un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información" (p.09). Por tal razón, los instrumentos utilizados en este trabajo de grado son:

### **Portales web**

Contentivos de tesis de grado e informes técnicos relacionados al tema de investigación. Diseñar Simulador Para Prevenir La Pega De Tubería.

**Recopilación de Información y Revisión Bibliográfica:** En esta primera etapa se realizó una amplia búsqueda y revisión bibliográfica del material relacionado a las operaciones de perforación de pozos someros con la finalidad de dar soporte a la investigación. Para hacer más eficiente el trabajo a realizar éste se subdividió en tres sub-etapas que se muestran a continuación:

- Sub-etapa 1: enfocada en la búsqueda de conceptos sobre perforación direccional, herramientas utilizadas, tipos de pozos y los principios físicos que operan durante la perforación.
- Sub-etapa 2: el objetivo se centró en la revisión de los reportes finales de pozos, identificando los problemas registrados durante la perforación de las secciones horizontales de los mismos, los parámetros de perforación utilizados y los procedimientos operacionales registrados en cada reporte.
- Sub-etapa 3: en la cual se buscó información relacionada al manejo de la herramienta computacional, para realizar simulaciones de sartas bajo parámetros de perforación y características encontradas en el campo de estudio.

Para cerrar esta etapa, se determinó el tipo de investigación a realizar, junto con el tipo de población y muestra, además, se definieron las técnicas e instrumentos de recolección de datos.

### **Identificación de los Principales Problemas que se Presentan Durante la Perforación**

Con la finalidad de lograr el objetivo planteado, se realizó el manejo de los datos organizando los eventos registrados relacionados a problemas operacionales durante la perforación de secciones de 8 ½". Los resultados fueron presentados en gráficas, Se determinaron porcentajes de recurrencia y así se determinaron los problemas más importantes durante la perforación de las secciones en estudio.

## CAPITULO IV

### ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados respectivos a cada uno de los objetivos específicos planteados, además, se realizan los análisis que corresponden a cada uno de ellos.

**Identificar los principales problemas que se presentan durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.**

Se iniciaron las operaciones de perforación del pozo BOR-43. Perforó hoyo de 17-1/2" hasta 2000', bajó revestidor 13 3/8" y cementó, según programa. Bajó sarta direccional con sistema de rotación continua (Autotrack) y perforó hoyo de 12-1/4" desde 2000' hasta 5002'. Realizó viaje corto hasta la zapata y continuó perforando sección vertical hasta 6861', durante la perforación se bombeó píldoras cada 300' perforados y se circuló hasta retornos limpios cada vez que se observa sobrecarga por el anular y de esta manera para garantizar limpieza de hoyo, además de agregar al sistema material sellante CaCo3 más asfalto, con la finalidad de sellar efectivamente la sección de Río Yuca y Parángula.

**Propiedades del Lodo:** Las propiedades del fluido se presentan en las tablas anexas, donde se comparan las propiedades reológicas planificadas para esta fase, así como las reportadas en el día 20/04/2008, se observan que las mismas estuvieron dentro de los rangos.

**PROPIEDADES DEL LODO  
(PLANIFICADAS)**

Tipo de Sistema	100% ACEITE MINERAL
Densidad (LPG)	10,8
Visc. Plástica, (Seg/Qto)	18- 30
Visc. Embudo, (Seg/Qto)	60 - 85
Punto Cedente	11 / 18
Geles 10" /10' (Lbs/100 Pie2)	10/18 - 16/38
L3/L6	6/7 - 10/11
Filtrado HP/HT(cc/30min)	4,0 - 6,0
Estabilidad Eléctrica	> 2000
% Sólidos	12-26
Aqua (% v/v)	<5

**PROPIEDADES DEL LODO  
(REAL)**

Tipo de Sistema	100% ACEITE MINERAL
Densidad (LPG)	10,8
Visc. Plástica, (Seg/Qto)	17
Visc. Embudo, (Seg/Qto)	52
Punto Cedente	14
Geles 10" /10' (Lbs/100 Pie2)	9/24
L3/L6	8/9
Filtrado HP/HT(cc/30min)	5,2
Estabilidad Eléctrica	1940
% Sólidos	21
Aqua (% v/v)	4

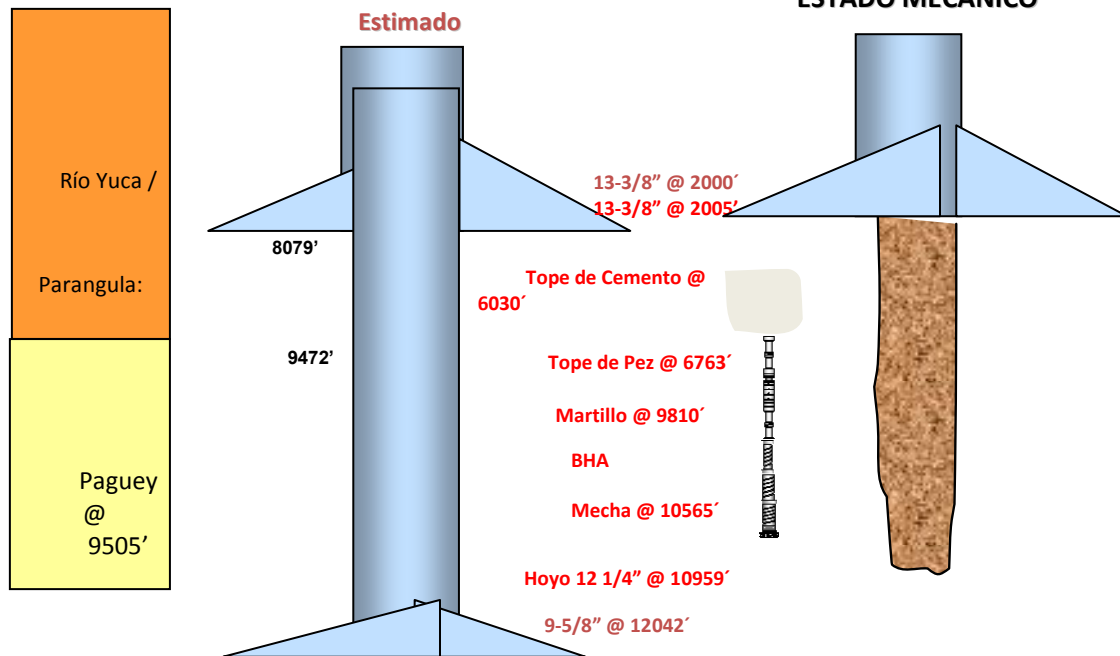


**Análisis de Hidráulica:** Para garantizar la limpieza del hoyo y trabajar con el caudal óptimo, el programa del pozo especificaba las propiedades de hidráulica recomendado para la sección 2000'– 6851', en el mismo se recomendaba un TFA de 1.178 pulg<sup>2</sup>, caudal óptimo de 650 gpm, presión de bombeo de 3.209 Psi, PSM 10-30 MLbs, torque 7000-7820 ft-lbf.

Se iniciaron las operaciones de perforación del pozo BOR-29. Se armó sarta estabilizada 0'-15'-45' con mecha pdc de 17 1/2" y dp's de 5", realizo cambio de fluido agua gel por lodo base aceite 9,2 lpg. Se perforo desde 2015' hasta 6400' (300' antes del kop). sacosarta convencional a superficie. Armó y bajo con sarta direccional hasta 6400'. Perforo inicio de kop @ 6400'. Perforo direccionalmente circulando y rotando desde 6824' hasta 8013'. Sacó sarta direccional hasta superficie. armó ensamblaje de pesca, trabajó sarta de pesca aplicando circulacion, rotacion y peso entre 8-12 klbs. Saco sarta hasta superficie. Armó y bajó bha de limpieza con mecha tricónica 12-1/4". Sacó sarta hasta superficie. Armó y bajó sarta direccional con mecha pdc 12-1/4".

Perforó tangencialmente desde 8020' hasta 8431'. Sacó bha hasta superficie, desconectó mecha pdc 12-1/4" y motor de fond. Bajó bha punta libre hasta 950' reemplazo por cumplimiento de horas de rotación. Colocó bha direccional, conecto motor de fondo nuevo y conectó mecha pdc 12-1/4". Perforó tangencialmente desde 8434' hasta 9092'. Quebró bha direccional. Armó y bajó bha de limpieza. Repaso hoyo desde 8238' hasta 8431' y desde 8713' hasta 9092'. Sacó y bajó tubería desde 8011' hasta 9092' (viaje corto). Sacó tubería hasta superficie. Armó y bajó bha convencional con mecha pdc 12-1/4". Repaso de hoyo desde 7050' hasta 9093'. Perforó desde 9093' hasta 9398'.

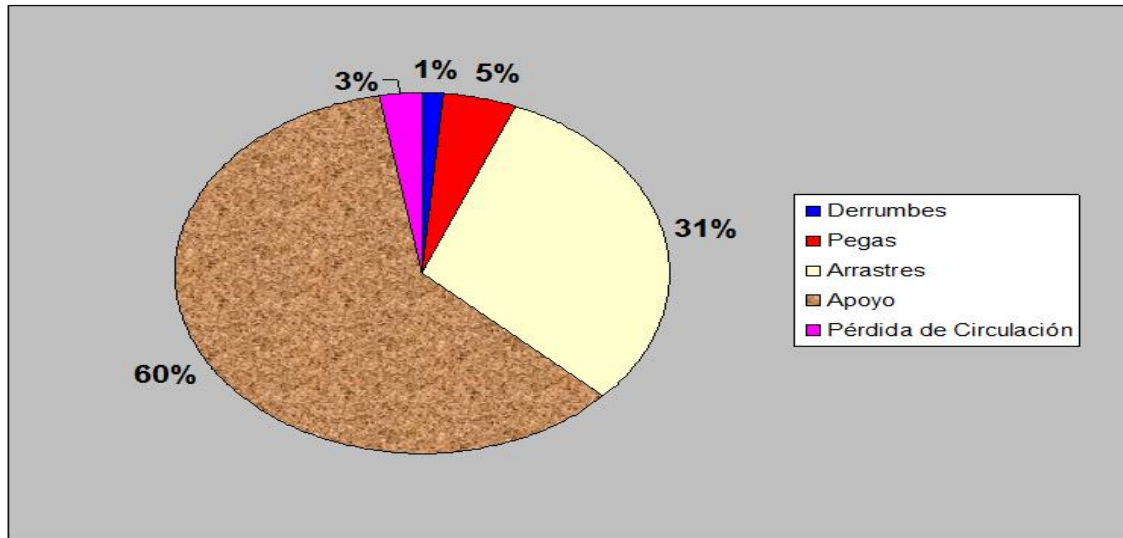
## Columna Estratigráfica



**Determinar los problemas de mayor incidencia en la pega de tuberías durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.**

Para la determinación de los problemas con mayor incidencia en los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata, se procedió al análisis de cada uno de los pozos y la selección por descarte de los problemas más comunes entre ambos dando como resultado una tabla de valores presentada de la siguiente forma:

Frecuencia de problemas más comunes de los pozos BOR-43 y BOR-29 del Campo Borburata.



Fuente: Departamento de Perforación Distrito Barinas.

Seleccionar las variables e indicadores para la elaboración de la base de datos del simulador en la prevención de pega de tuberías durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.

Con relación a los indicadores o variables, que sirvan de apoyo al diseño del simulador podemos mencionar algunas características de los pozos problemas comenzando por el pozo BOR-43, el cual se seleccionan los siguientes criterios:

- **Historial de Perforación**
- **Propiedades reológicas del fluido.**
- **Presión Hidrostática.**
- **Fallas Mecánicas**
- **Sarta de Perforación**

➤ **Torque de la rotaria**

➤ **Peso de la sarta**

Con respecto al pozo BOR-29, podemos mencionar que las características fueron casi idénticas al pozo anterior, pero que de igual manera se determinaran a continuación:

➤ **Propiedades reológicas del fluido.**

➤ **Presión Hidrostática.**

➤ **Historial de Perforación**

➤ **Torque de la rotaria**

➤ **Peso de la sarta**

**Evaluar la factibilidad técnica y operacional de un simulador para la prevención de la pega de tubería durante la perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata.**

El presente trabajo es posible realizarlo desde el punto de vista operacional, porque cuenta con recursos bibliográficos, web gráficos, tecnológicos y lo más importante, el talento humano para el desarrollo del mismo en conjunto con el asesoramiento técnico del Ingeniero de Perforación Gustavo Delgado de la Coordinación del IPR perteneciente a PDVSA, y profesores de la Carrera de Ingeniería de petróleo de la Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales Ezequiel Zamora del estado Barinas.

Adicionalmente la factibilidad técnica existe de acuerdo al tiempo estimado dado por el diseño y propuesta del simulador. Una vez desarrollada la propuesta se dará libre acceso a toda la información que los investigadores consideren pertinente para el desarrollo del presente tema de investigación.

Diseñar los parámetros del simulador para la prevención de la pega de tubería durante la perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata. Desde un enfoque operacional para el desarrollo del simulador en hoja de Excel se propone en una serie de fases que darán orientación clara de la herramienta tecnológica, que a continuación se mencionaran:

**Pozo BOR-43 Aplicando las Características del Simulador.D (2019)**

The screenshot shows a Microsoft Excel spreadsheet titled "BOR-0043 Y BOR-0029 CORREGIDO. [Modo de compatibilidad] - Microsoft Excel". The spreadsheet contains the following data:

**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"**  
**ICE-RECTORADO DE PLANIFICACION Y DESARROLLO SOCIAL**  
**PROGRAMA INGENIERIA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGIA**  
**SUBPROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEO**

**POZO:** BOR-0043  
**CAMPO:** BORBURATA  
**LOCALIDAD:** BARINAS

**FECHAS REALES:**  
**INICIO:** 25/03/2008  
**FINAL:** 08/07/2008

**FECHAS DE PERFORACION ESTIMADAS:**  
**ESTIMADO REAL:** 62 DIAS  
**ESTIMADO:** 108,93 DIAS

**FECHA DEL PROBLEMA:** 20/04/2008

**PROBLEMA EN EL PC:** FALLA TOP DRIVE

**DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA:** FALLA TOP DRIVE

PROPIEDADES DEL LOD	VALOR TABULADOS		VALOR			
	PROGRAMA	UNIDAD DE MEDIDA	RECOMENDADO MINIMO	RECOMENDADO MAXIMO	REAL A EVALUAR	EVALUACIÓN SIMULADOR
1 TIPOS DE SISTEMAS						
2 DENSIDAD (LPG)						
3 VISC. PLASTICA, (Seg/Qto)						
4 VISC. EMBUDO, (Seg/Qto)						
5 PUNTO CEDENTE						
6 GELES 10"110" (Lbs/100 Pies)						
7 L3/L6						
8 FILTRADO HP/HT (cc/30 mir)						
9 ESTABILIDAD ELECTRICA						
10 % SOLIDOS						
11 AGUA (% vlv)						

Fuente: Torrez

Pozo BOR-43 Aplicando las Características del Simulador con datos reales.

BOR-0043 Y BOR-0029 CORREGIDO. [Modo de compatibilidad] - Microsoft Excel

Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista

Pegar Fuente Alineación Número Estilos Celdas Modificar

127

DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"  
ICE-RECTORADO DE PLANIFICACION Y DESARROLLO SOCIAL  
PROGRAMA INGENIERIA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGIA  
SUBPROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEO

UNELLEZ

7	POZO	BOR-0043	PROBLEMA EN EL PC		1		
8	CAMPO	BORBURATA					
9	LOCALIDAD	BARINAS					
11	FECHAS REALES		DÍAS DE PERFORACION		FECHA DEL PROBLEMA		
12	INICIO	FINAL	ESTIMADO REAL		20/04/2008		
13	25/03/2008	08/07/2008	62 DIAS	108,93 DIAS			
14	PROFUNDIDAD	6851'	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA				
16	FALLA TOP DRIVE						
20	PROPIEDADES DEL LODO	VALOR TABULADOS	VALOR				
21		PROGRAMA	UNIDAD DE MEDIDA	RECOMENDADO	REAL	EVALUACIÓN	
22				MINIMO	MAXIMO	A EVALUAR	
23	1	TIPOS DE SISTEMAS	100% ACEITE MINERAL	%	100	100	100 Valor Normal
24	2	DENSIDAD (LPG)	10,8	LPG	10	11	10,8 Valor Normal
25	3	VISC. PLASTICA, (Seg/Qto)	18-30	Seg/qto	17	30	17 Valor Normal
26	4	VISC. EMBUDO, (Seg/Qto)	60-85	Seg/qto	60	85	52 ALERTA - Valor por Debajo del Rango
27	5	PUNTO CEDENTE	11/18	CEMENTO	0,61	0,61	0,38 ALERTA - Valor por Debajo del Rango
28	6	GELES 10"110" (Lbs/100 Pies)	10/18-16/38	Lbs/Pies2	0,56	0,42	0,38 ALERTA - Valor por Debajo del Rango
29	7	L3L6	8/7-10/11	Lbs/Pies2	0,86	0,91	0,89 Valor Normal
30	8	FILTRADO HP/HT (cc/30 mir)	4,0-6,0	CC	0,56	0,42	5,20 ALERTA - Valor por Arriba del Rango
31	9	ESTABILIDAD ELECTRICA	>2000		2000	2000	1940 ALERTA - Valor por Debajo del Rango
32	10	% SOLIDOS	12-26	%	12	26	21 Valor Normal
33	11	AGUA (% vlv)	<5	%	4,95		4 Valor Normal

BOR-0043 BOR-0043 (2) BOR-0043 (3) BOR-0043 (4) BOR-0043 (5)

58%

06:20 p.m.  
30/05/2019

Pozo BOR-43 Aplicando modificaciones con datos reales

BOR-0043 Y BOR-0029 CORREGIDO. [Modo de compatibilidad] - Microsoft Excel

Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista

Pegar Fuente Alineación Número Estilos Celdas Modificar

133

1	UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL										
2	DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"										
3	VICE-RECTORADO DE PLANIFICACION Y DESARROLLO SOCIAL										
4	PROGRAMA INGENIERIA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGIA										
5	SUBPROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEO										
6											
7	POZO	BOR-0043		PROBLEMA EN EL PO	2						
8	CAMPO	BORBURATA									
9	LOCALIDAD	BARINAS									
10											
11	FECHAS REALES			DIAS DE PERFORACION		FECHA DEL PROBLEMA					
12	INICIO	FINAL		ESTIMADO REAL		04/04/2008					
13	25/03/2008	08/07/2008		62 DIAS	108,93 DIAS						
14											
15	PROFUNDIDAD	6581		DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA							
16				PEGA DE TUBERIA POR FALTA DE CIRCULACIÓN							
17											
18											
19											
20	PROPIEDADES DEL LODO		VALOR TABULADOS		VALOR						
21			PROGRAMA	UNIDAD DE	RECOMENDADO	REAL	EVALUACIÓN				
22				MEDIDA	MINIMO	MAXIMO	A EVALUAR	SIMULADOR			
23	1	TIPOS DE SISTEMAS	100% ACEITE MINERAL	%	100	100	100	Valor Normal			
24	2	DENSIDAD (LPG)	10,8	LPG	10	11	10,8	Valor Normal			
25	3	VISC. PLASTICA, (Seg/Qto)	15 - 30	Seg/qto	15	30	17	Valor Normal			
26	4	VISC. EMBUDO, (Seg/Qto)	50 - 85	Seg/qto	50	85	52	Valor Normal			
27	5	PUNTO CEDENTE	11/18	CEDIMENTO	0,61	0,61	0,38	ALERTA - Valor por Debajo del Rango			
28	6	GELES 10"110" (Lbs/100 Pies)	10/18-18/38	Lbs/Pies2	0,56	0,42	0,38	ALERTA - Valor por Debajo del Rango			
29	7	L3/L6	8/7-10/11	Lbs/Pies2	0,86	0,91	0,89	Valor Normal			
30	8	FILTRADO HP/HT (cc/30 min)	4,0 - 6,0	CC	0,56	0,42	5,20	ALERTA - Valor por Arriba del Rango			
31	9	ESTABILIDAD ELECTRICA	<2000		1930	2000	1940	Valor Normal			
32	10	% SOLIDOS	12 - 26	%	12	26	21	Valor Normal			
33	11	AGUA (% vlv)	<5	%		4,95	4	Valor Normal			
34											

BOR-0043 BOR-0043 (2) BOR-0043 (3) BOR-0043 (4) BOR-0043

Listo 59%

06:24 p.m. 30/05/2019

## CAPITULO V

---

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### CONCLUSIONES

La investigación desarrollada, contribuye a identificar y resaltar los elementos a considerar para llevar a cabo con éxito las perforaciones en el Campo Borburata, partiendo como elemento esencial la aplicación de la propuesta del desarrollo de un simulador para la prevención de la pega de tubería que se utilizará al momento de realizar la misma.

Se identificaron los principales problemas que se presentaron durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata. Las mismas se determinaron de forma general según la historia de cada pozo. También se determinaron los problemas de mayor incidencia en la pega de tuberías durante las operaciones de perforación de los pozos del campo Borburata.

Del mismo modo se procedió a Seleccionar las variables e indicadores para la elaboración de la base de datos del simulador en la prevención de pega de tuberías durante las operaciones de perforación de los pozos BOR-43 y BOR-29 del campo Borburata, estas permitieron crear una base de datos en hoja de Excel para identificar que propiedades serian tomadas en el simulador.

Durante el desarrollo del simulador se establecieron criterios de factibilidad y diseño a nivel técnico y operacional arrojando como premisas que:

- En el sistema se considera que la metodología del simulador sea confiable y validada para ser usado, brindando más facilidad al momento de la búsqueda de información requerida, ya que es favorable para lograr una mayor eficiencia.



- Según el comportamiento de las propiedades del sistema del simulador, luego de ser sometidas a la prueba, se establece que este sea capaz de suplir las necesidades primordiales del pozo como son la prevención en la pega de tubería, y también cualquier otro daño, por lo que se propone que este programa sea puesto a prueba en pozos a perforar en el campo Borburata.

### **RECOMENDACIONES**

A continuación las recomendaciones producto de la culminación de la presente investigación.

- Mantener un monitoreo constante en la práctica del simulador en la perforación del pozos, para verificar que la perforación del mismo no sufran cambios abruptos a medida que avanza la operación, garantizando de tal manera el funcionamiento óptimo del mismo y contribuyendo al éxito de la perforación.
- Realizar pruebas adicionales en el campo de perforación para comprobar que el simulador funciona correctamente con la aplicación del software, durante la perforación en el pozo.
- Crear diagramas para mejorar los aspectos de simulación numérica en la metodología cuantitativa y cualitativa.
- Modificar aspectos de forma y de fondo para que la herramienta sea más amigable al usuario.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANADRILL, (1997), Stuck Pipe Prevention, Self Learning Course.

BAROID, (1997), Manual de fluidos Baroid

BP AMOCO, (2000), Curso de Capacitación para reducir eventos no previstos, México.

Bourgoyne, Adam T (1991). Applied Drilling Engineering, SPE Text Book Series, Vol 2.0

Carrillo, M., Pinto A., Granja, C. (1991). Introducción a la Metodología de la Investigación Científica. Universitaria. Quito.

Collin Bowes & Ray Procter, (1997), Drillers Stuck pipe Handbook, Ballater, Scotland.

Desarrollo de un Simulador para estimar torque y arrastre sobre tubería de revestimiento en pozos petroleros, año 2002 Universidad central de Venezuela, trabajo especial de grado

Hernández, R., González, D. y Silva, D. (2014). Instructivo para Realizar Informe de Pasantía, del Subproyecto Prácticas Profesionales de la Carrera de Ingeniería de Petróleo de la UNELLEZ. Barinas: Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales "Ezequiel Zamora"

Intranet PDVSA (2013) [Página Web en línea], disponible: <http://intranet.pdvs.com/2010/8/19/division-centro-sur-se-integra-para-potenciar-proyecto-socialista-orinoco> [consulta: 2014, marzo 21].

Jhon Mitchell, Drillbert Engineering Inc. (2001). "Trouble Free Drilling". Volumen 1. Houston, TX.

KINGDOM DRILLING SERVICES Ltd, (2008), Stuck pipe Fundamentals.

Manual Mi Swaco, (2001), Pega de Tubería, Capítulo 15

MI SWACO, (2000), Pega de tubería. Mecanismo.

PHOENIX ENERGY, International Training Services Inc. (2006), Pega de Tubería,  
Bogotá, Colombia

SUGAR LAND LEARNING CENTER, (1999), Stuck Pipe Prevention.