



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**APLICACIÓN DEL MÉTODO DE BOMBEO Y MEZCLA
(PUMP AND DUMP) EN POZOS DE AGUAS PROFUNDAS.**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Diego Navarrete Cuautle

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Antonio Sánchez Pérez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

DEDICATORIA

A todos los Navarrete y a todos los Cuautle, especialmente a mi núcleo, piedra angular de mis logros.

*A ti padre, por cada día de arduo trabajo, faro, excelso ejemplo de resiliencia y honradez.
Firmes y dignos siempre.*

A ti madre, por cada noche de desvelo, grandiosa tu descomunal labor, inconmensurable el amor que nos das, erudita de la bonhomía.

A ti José, mi querido hermano, el biólogo más noble y audaz, maestro de la ataraxia, mi primer amigo.

A ti Héctor, mi querido hermano, el terrible, fuerte y bondadoso; juntos en el cenáculo ingenieril, magnánimo, polímata.

A ti Metzi, mi querida hermana, la tenaz, inteligente y benévola, luna que guía a toda la familia.

A ti Silvia, amor de mi vida, mi leal compañera, cómplice del proceso; gracias por tu acendrado amor.

Sin ustedes nada podría haber sido posible. Los amo.

AGRADECIMIENTOS

Profundo agradecimiento a mi alma mater la Universidad Nacional Autónoma de México, a la Facultad de Ingeniería cuna del talento ingenieril mexicano.

Sumamente agradecido con el honorable sínodo por ser parte de este proceso, en especial con el M.I. Antonio Sánchez Pérez, mi gran mentor.

ÍNDICE

1. RESUMEN	1
1.1 ABSTRACT	2
2. INTRODUCCIÓN	3
2.1 OBJETIVO	4
3. CAPÍTULO 1 OBJETIVO DEL MÉTODO “PUMP AND DUMP”	5
3.1 ASENTAMIENTO PROFUNDO DE TR SUPERFICIAL E INTERMEDIA UNO	5
3.2 CONTROL DE GEOPRESIONES	6
3.3 REDUCCIÓN DEL TIEMPO DE PERFORACIÓN DEL POZO	8
4. CAPÍTULO 2 PROBLEMÁTICA DE LA PERFORACIÓN SIN RISER (“RISERLESS”)	9
4.1 VENTANA OPERATIVA ESTRECHA	9
4.2 RIESGOS DE FLUJO DE AGUA Y GAS	10
4.3 SIN CIRCULACIÓN A SUPERFICIE	11
4.4 HIDRATOS DE GAS	12
4.5 VIAJES PARA CAMBIO DE SARTAS Y BARRENAS	15
4.6 CEMENTACIÓN	16
5. CAPÍTULO 3 DESCRIPCIÓN DE LA TÉCNICA PERFORACIÓN SIN RISER 17	
5.1 AGUAS SOMERAS, PROFUNDAS Y ULTRA PROFUNDAS	17
5.2 RIESGOS DE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRA PROFUNDAS	18
5.3 PLANEACIÓN DEL DISEÑO DE PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRA PROFUNDAS	19
5.4 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE POZOS	20
5.5 LÍMITE TÉCNICO Y SU IMPACTO EN TIEMPOS DE PERFORACIÓN	23
5.6 SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN	24
5.7 VEHÍCULO DE OPERACIÓN REMOTA ROV	24
5.8 CEMENTACIÓN	26
5.9 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO P&D	27
5.9.1 VENTANA OPERATIVA	28
5.9.2 DISEÑO DEL FLUIDO DE CONTROL	29
5.9.3 LOGÍSTICA	32
5.9.4 EQUIPO MEZCLANDO AL MOMENTO Y RITMO DE PERFORACIÓN “ROP”	33
6. CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL MÉTODO “PUMP AND DUMP”	36
6.1 ANTECEDENTES	36
6.1.1 UBICACIÓN	36

6.1.2 GEOLOGÍA.....	37
6.1.3 ESTRUCTURA	39
6.1.4 EQUIPO DE PERFORACIÓN.....	39
6.1.5 BARRENA	41
6.1.6 SARTA PARA ETAPA DE TR 22”.....	42
6.1.7 BOMBA DE LODOS	42
6.1.8 INSTALACIONES “MIXING ON THE FLY”	44
6.2 RIESGOS SOMEROS.....	44
6.3 VENTANA OPERATIVA	45
6.4 OBJETIVO DE LA ETAPA TR 22”.....	46
6.5 CÁLCULOS DE LA APLICACIÓN DEL P&D.....	48
6.6 DISTRIBUCIÓN DE ACTIVIDADES PARA LA ETAPA DE TR 22”	64
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	67
8. APÉNDICE.....	69
9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. ESTADO MECÁNICO DE POZO CON MÉTODO P&D.....	5
FIGURA 2. COMPONENTES DE BHA.	7
FIGURA 3. GRÁFICO DE AVANCE.....	8
FIGURA 4. VENTANA OPERATIVA EN POZOS DE AGUAS PROFUNDAS Y ULTRA PROFUNDAS.....	9
FIGURA 5 RIESGOS SOMEROS.	10
FIGURA 6. SIN CIRCULACIÓN A SUPERFICIE.	11
FIGURA 7. HIDRATO DE GAS.	12
FIGURA 8. OBSTRUCCIÓN DE TUBERÍAS POR HIDRATOS.	13
FIGURA 10. EFECTO DE PISTÓN AL METERLA SARTA DE PERFORACIÓN..	15
FIGURA 9. EFECTO DE PISTÓN AL SACAR LA SARTA DE PERFORACIÓN...	15
FIGURA 11. RIESGOS DE LA CEMENTACIÓN DE LA TR SUPERFICIAL.	16
FIGURA 12. CLASIFICACIÓN DE AGUAS.....	17
FIGURA 13 LÍMITE TÉCNICO.	23
FIGURA 14 ROV.....	25
FIGURA 15 ROV FUNCIONES.....	25
FIGURA 16 CEMENTACIÓN DE TR SUPERFICIAL.	27
FIGURA 17 VENTANA OPERATIVA P&D.....	28
FIGURA 18 DISEÑO DEL FLUIDO DE CONTROL.....	29
FIGURA 19 BARCOS ABASTECEDORES.....	32
FIGURA 20 EQUIPO MIXING ON THE FLY.	33
FIGURA 21 ROP USANDO P&D.	35
FIGURA 22 LOCALIZACIÓN POZO ÁGUILA 1.	37
FIGURA 23 COLUMNA GEOLÓGICA POZO ÁGUILA 1.	38
FIGURA 24 ESTRUCTURA GEOLÓGICA POZO ÁGUILA 1.....	39
FIGURA 25 PLATAFORMA LA MURALLA IV.....	40
FIGURA 26 BOMBA DE LODOS.	43
FIGURA 27 INSTALACIONES MIXING ON THE FLY.	44
FIGURA 28 VENTANA OPERATIVA PARA ETAPA DE P&D DEL POZO ÁGUILA 1.	45

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. UBICACIÓN DEL POZO ÁGUILA 1	36
TABLA 2. ESPECIFICACIONES GENERALES LA MURALLA IV.....	40
TABLA 3. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE LA MURALLA IV	41
TABLA 4. CARACTERÍSTICAS DE LOS ACCESORIOS PARA ARMAR SARTA DE PERFORACIÓN	42
TABLA 5. GRADIENTE GEOTÉRMICO DEL POZO ÁGUILA 1.....	45
TABLA 6. PROBLEMÁTICAS Y ALTERNATIVAS EN LA APLICACIÓN DE P&D	46
TABLA 7. DISTRIBUCIÓN DE ACTIVIDADES DE LA ETAPA DE 22”	64
TABLA 8. CARACTERÍSTICAS DE LA LECHADA.	66
TABLA 9. ACCESORIOS PARA CEMENTACIÓN.	66

1. RESUMEN

El método de bombear y verter (Pump and Dump, P&D), es un tema de ingeniería operativa en el que la información detallada de todos los aspectos necesarios para realizarlo es limitada, de tal forma, en esta tesis se buscó implementar la planeación integral que conlleva poner en práctica este método en pozos de aguas profundas y ultra profundas. El método indicado resulta muy importante en el desarrollo de las primeras etapas de perforación de un pozo en aguas profundas y ultra profundas por lo que es de suma importancia para la industria petrolera en México, desde la planificación y logística hasta la operación. El método P&D tiene objetivos bien establecidos que ayudan a optimizar las actividades de perforación, uno de ellos es hacer posible asentar las tuberías superficial y primer intermedia a una mayor profundidad, por ende, el uso de menos etapas de tuberías de revestimiento generará ahorro económico y de tiempo al programa de perforación.

Hace poco más de dos décadas la perforación de las primeras etapas en un pozo de aguas profundas y ultra profundas se veía comprometida por el uso de una sola densidad en el lodo de perforación que era usado, sin embargo, con la aplicación de la técnica P&D esto ya no sucede, ya que la mezcla de agua de mar con fluido de base agua dulce permite controlar el estrecho rango de la ventana operativa y así perforar las primeras etapas de un pozo en aguas profundas con éxito. Otro de los objetivos por los que es usada esta técnica es que optimiza el "ROP" que no genera costos sustanciales debido a que el fluido base agua dulce que es usado es económico en su preparación. A lo largo de esta tesis se analizan las ventajas y desventajas que nos brinda el uso del método P&D, así como la descripción técnica y logística del método además de ejemplificar su aplicación en un pozo, lo que hace posible tener la noción de la aplicación de este método para alcanzar yacimientos ubicados en aguas profundas y ultra profundas.

La aplicación del método "pump and dump" requiere de conocimientos ingenieriles especializados que permitan ejecutar de manera correcta y eficaz la operación por lo que se espera que el material desarrollado sirva para que las generaciones futuras tengan acceso a la descripción del método indicado y pueda ser de utilidad en su desarrollo como ingenieros en la industria petrolera.

1.1 ABSTRACT

The method of “pump and dump” (P&D) is a topic of operational engineering in which the detailed information of all the aspects necessary to carry it out is limited, in such a way, in this thesis it was sought to implement the integral planning that entails putting this method into practice in deepwater and ultra-deepwater wells. The indicated method is very important in the development of the first stages of drilling a well in deep and ultra-deep water, which is why it is of the utmost importance for the oil industry in Mexico, from logistics and the operation itself. The P&D method has well-established objectives that help to optimize drilling activities, one of them is to make it possible to set the superficial and first intermediate casings at a greater depth, therefore, the use of fewer casing stages will generate economic savings and of time to the drilling program.

Little more than two decades ago, the drilling of the first stages in a deep and ultra-deep water well was compromised using a single density in the drilling mud that was used, however, with the application of the P&D technique. This is no longer the case, as mixing seawater with freshwater base fluid allows control of the narrow range of the operating window to successfully drill the early stages of a deepwater well. Another of the objectives for which this technique is used is that it optimizes the ROP that does not generate substantial costs because the freshwater base fluid that is used is cheap to prepare. Throughout this thesis, the advantages and disadvantages that the use of the P&D method offers us are analyzed, as well as the technical and logistical description of the method, in addition to exemplifying its application in a well, which makes it possible to have the notion of the application of this method to reach reservoirs located in deep and ultra-deep water.

The application of the pump and dump method requires specialized engineering knowledge that allows it to be carried out correctly and efficiently in the operation, so it is expected that the material developed will serve so that future generations have access to the description of the indicated method and can be of use. Useful in their development as engineers in the oil industry.

2. INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos en aguas profundas y ultra profundas es de suma importancia para la industria petrolera de nuestro país, ya que representa una oportunidad muy grande para el desarrollo y explotación de yacimientos ubicados en zonas offshore con ciertas características, sin embargo, las condiciones de profundidad del tirante de agua suponen un gran reto para lograr llegar al objetivo establecido, por lo que perforar las etapas iniciales de un pozo en aguas profundas es crucial para lograr satisfactoriamente el desarrollo del programa de perforación y es ahí donde el método de bombear y verter o mejor conocido como “pump and dump” se usa para el asentamiento de la tubería superficial y en algunas ocasiones la tubería intermedia uno lo que permite optimizar la operación. A lo largo de esta tesis se analizan las variables, condiciones y cálculos a tomar en cuenta para utilizar el método de “pump and dump”, así como un ejemplo de aplicación de dicho método aterrizando los conceptos que se detallan en cada capítulo. En el capítulo uno se presentan los objetivos por los cuales se lleva a cabo el “pump and dump” al perforar pozos en aguas profundas, además de las ventajas que provee la aplicación de dicho método, complementándose con el capítulo dos en donde se denotan los problemas que se pueden presentar durante la operación, así como las variables a tomar en cuenta para evitar pérdidas sustanciales en lo económico y posibles problemas que comprometan la salud del personal.

En el capítulo tres se detallan extensa y minuciosamente las consideraciones operativas y de logística para lograr con éxito la ejecución del método y así poder lograr los objetivos planteados, tomando en cuenta todos los factores que puedan repercutir en la perforación de las primeras etapas de un pozo en aguas profundas específicamente al utilizar el método de “pump and dump” el cual es descrito a detalle al final del capítulo. A lo largo del capítulo cuatro se lleva a cabo la aplicación del método “pump and dump” en un caso que se desarrolla paso a paso, desde la ubicación, geología, estructura de la formación, el equipo de perforación y los volúmenes que serán utilizados para poder realizar la operación, lo anterior sustentado con los cálculos pertinentes para ejecutar con precisión dicho método; al final del capítulo se detalla minuciosamente la distribución de actividades que deben llevarse a cabo para poder tener éxito al aplicar el método de “pump and dump” en el asentamiento de la tubería de revestimiento de 22 pulgadas del caso de aplicación.

2.1 OBJETIVO

El objetivo de esta tesis es desarrollar un caso práctico donde se aplique el método de “pump and dump” y sirva a la comunidad petrolera cómo guía para su uso, que los cálculos, el análisis, los conocimientos prácticos y la teoría que se mencionan a lo largo de la tesis puedan ser estudiados y usados por quien los requiera, contribuyendo así a contrarrestar el limitado acceso a la información detallada de este tema en específico.

Este trabajo también tiene como objetivo reconocer, anticipar y por ende mitigar todas las problemáticas que se producen en la operación, planeación y diseño de la etapa donde sea usado el método de “pump and dump”, permitiendo que la perforación se realice de manera exitosa. Los objetivos antes mencionados obedecen a la necesidad de búsqueda constante de soluciones sobre los problemas presentes en la perforación de pozos en aguas profundas y ultra profundas lo cual es crucial para el desarrollo energético del país.

3. CAPÍTULO 1 OBJETIVO DEL MÉTODO “PUMP AND DUMP”

3.1 ASENTAMIENTO PROFUNDO DE TR SUPERFICIAL E INTERMEDIA UNO

El uso del método “Pump & Dump” (P&D) permite optimizar varios aspectos en la perforación de las primeras etapas de un pozo en aguas profundas y ultra profundas. El P&D tiene como uno de sus objetivos principales asegurar que la perforación sin la presencia de preventores ni riser sea efectiva y eficaz, esto gracias a la generación de un gradiente hidrostático que permita perforar sin tener complicaciones de derrumbe o de aporte del pozo, lográndose lo anterior con una eficiente mezcla de agua de mar con baches de fluido altamente densificado, donde el ajuste y disminución de densidad del fluido de control se realizará usando el agua de mar, lo cual determinará el éxito de la operación.

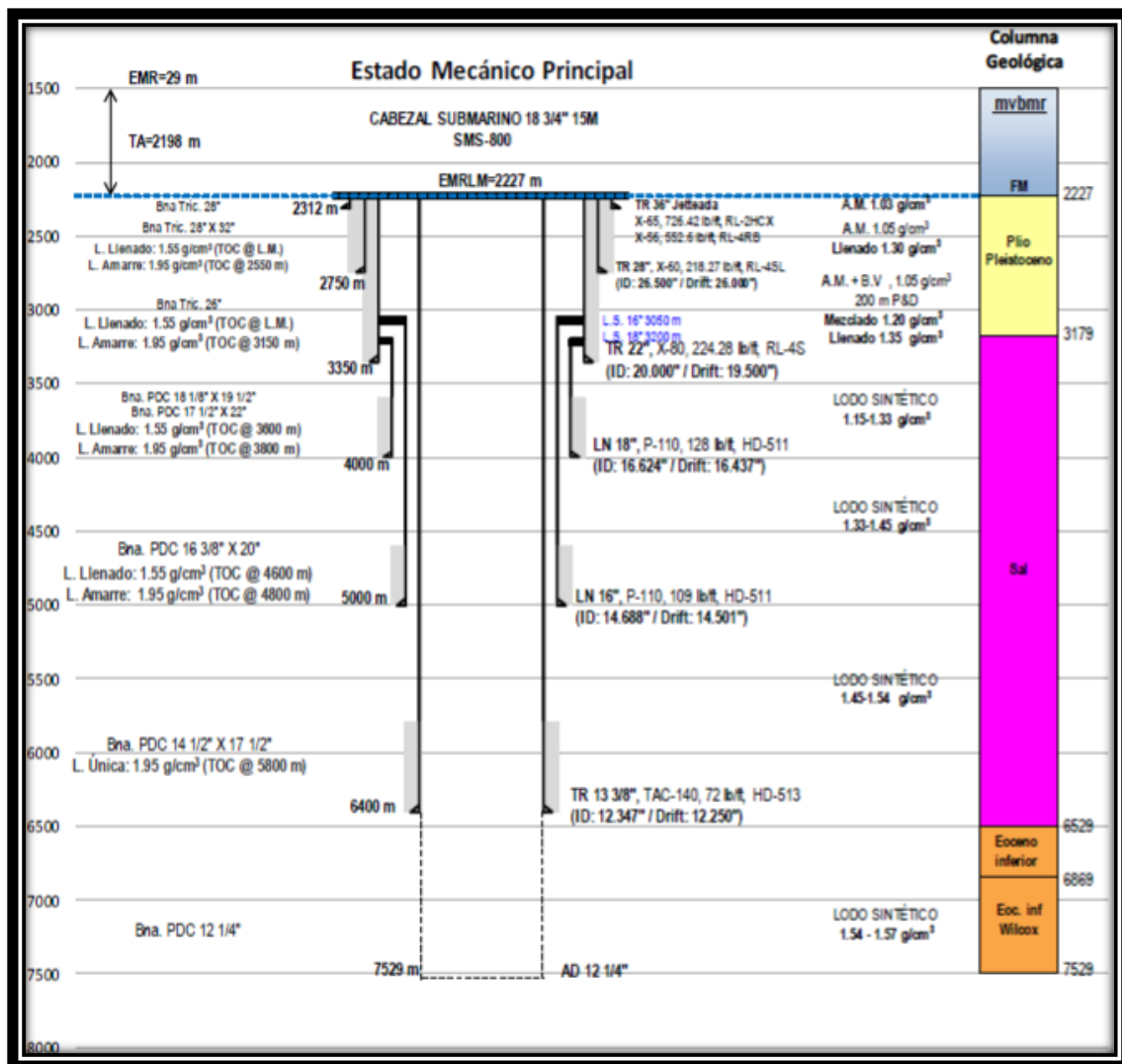


Figura 1. Estado mecánico de pozo con método P&D. (PEMEX, 2016)

La piedra angular de la aplicación de este método es alcanzar una mayor profundidad en el asentamiento de la TR superficial y en algunos casos en la primer TR intermedia, por lo que el uso del método P&D permite que la profundidad programada sea alcanzada con éxito sin la necesidad de usar tuberías extra, haciendo óptima la llegada al área de interés.

En la *Figura 1* se muestra el estado mecánico de un pozo donde se usa el método de P&D para la etapa de perforación de la TR de 22", lo que permite que se asiente la tubería de revestimiento a 171m dentro de la sal, lo anterior gracias a que se usa agua de mar con baches de fluido bentónico para obtener mayor gradiente y que la TR quede con mayor estabilidad en las geopresiones de la ventana operativa que presenta un reto mayor en este caso debido a la naturaleza litológica que posee el paquete de sal que logra ser perforado.

3.2 CONTROL DE GEOPRESIONES

La ausencia de BOP en las etapas iniciales de perforación de un pozo de aguas profundas y ultra profundas requiere de un mayor cuidado al considerar la ventana operativa que en estos casos suele ser muy estrecha debido a las variaciones de presión que genera la presencia de riesgos someros como bolsas de gas o acumulaciones de agua cerca de la superficie del lecho marino, ya que pueden comprometer la operación provocando pérdidas sustanciales, por lo que otro de los objetivos del uso de éste método es manejar el margen pequeño de las geopresiones con el constante bombeo de una mezcla de agua de mar con baches de fluido bentonítico lo que resulta económico en su preparación, permitiendo que la operación de bombear y descargar dentro de la sarta de perforación sea viable, asegurándose de que el fluido de control llegue al extremo inferior del BHA y se aloje en el espacio anular para mantener estable las paredes del agujero evitando así el descontrol del pozo, además esto permite mejorar el ritmo de penetración ahorrando dinero y tiempo del programa de perforación.

Anteriormente se perforaba con un fluido de control de una sola densidad en las etapas iniciales provocando problemas en la operación ya que en la mayoría de los casos se rebasaba la presión de fractura comprometiendo la estabilidad del pozo, situación que se evita usando el método P&D.

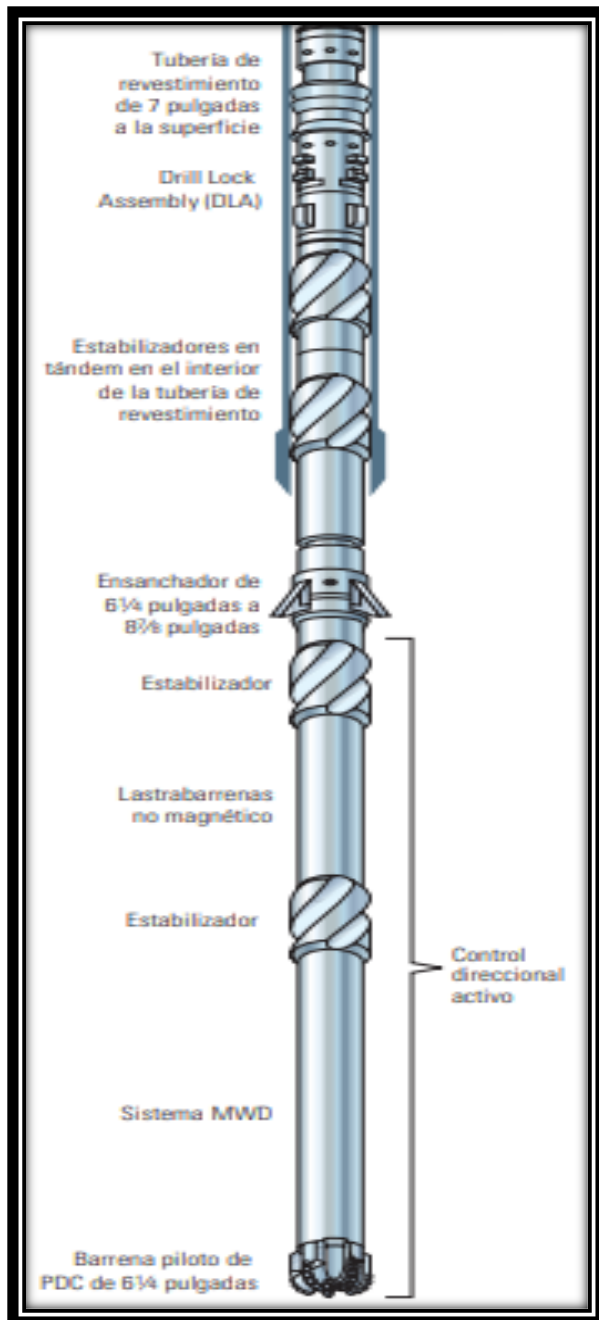


Figura 2. Componentes de BHA. (REVIEW, 2005)

El BHA por sus siglas en inglés (“Bottom Hole Assembly”) es referido al ensamble de fondo de pozo, éste, es un componente de la sarta de perforación que está integrado por el conjunto de todas las herramientas entre la barrena y la tubería de perforación, puede ser simple o compuesta. El BHA ejerce fuerza lateral en la barrena por lo que también puede ser utilizado en la construcción de pozos desviados dependiendo del sistema rotatorio. En la *Figura 2* se muestran los principales componentes de un ensamble de fondo (BHA), los cuales son:

- a) Lastra-barrenas.
- b) Sustitutos.
- c) Estabilizadores de camisa.
- d) Tubería de perforación pesada (HWDP).
- e) Martillos de perforación.
- f) Ampliadores.
- g) Herramienta MWD o LWD.
- h) Motor de fondo.
- i) Barrena.

3.3 REDUCCIÓN DEL TIEMPO DE PERFORACIÓN DEL POZO

Otro de los aspectos que se logran usando el método P&D es reducir el tiempo en el que es perforado el pozo, lo anterior sucede gracias a que la tubería superficial y primer intermedia pueden ser asentadas a mayor profundidad ayudando a que el diámetro del pozo no se vea comprometido a ser reducido de forma temprana en la perforación, lo que facilita operaciones posteriores, inclusive cuando el pozo sea puesto en producción ya que el flujo de los fluidos a través de un diámetro diseñado desde el inicio de la construcción del pozo será más óptimo.

La naturaleza del método P&D es bombear y descargar los fluidos mezclados mientras se perforan las etapas tempranas del pozo, esto permite que la tasa de penetración (ROP) resulte favorecida reduciendo el tiempo en el que es perforado el pozo y puesto a producir. La *Figura 3* es un gráfico de avance que muestra como en las etapas tempranas de perforación de un pozo en aguas profundas y ultra profundas el método de P&D permite que los tiempos de perforación reales queden por debajo de los programados generando ahorro económico en el programa de perforación.

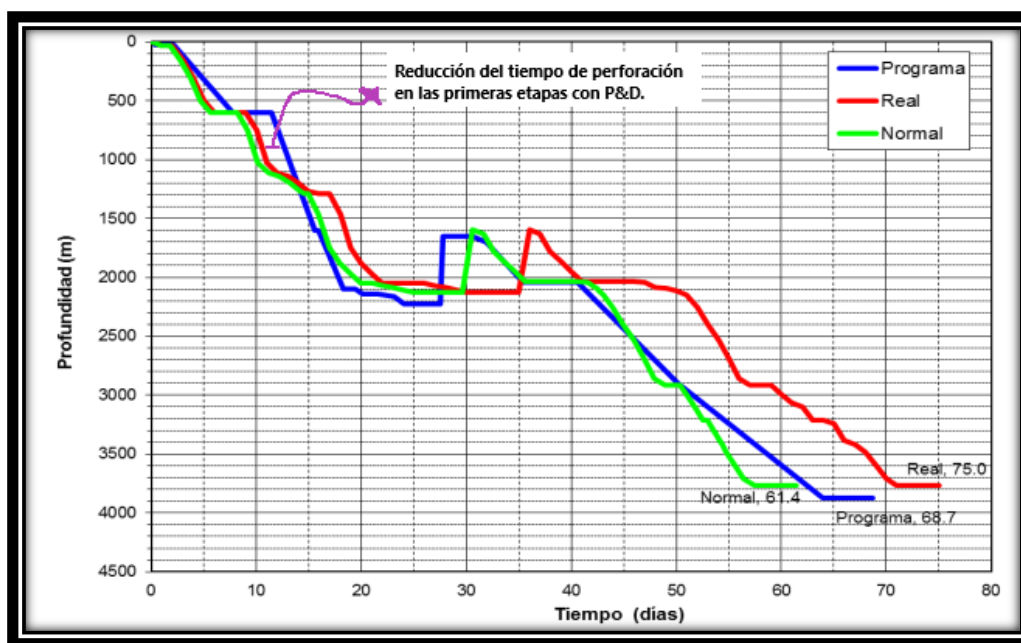


Figura 3. Gráfico de avance. (García, 2016)

4. CAPÍTULO 2 PROBLEMÁTICA DE LA PERFORACIÓN SIN RISER (“RISERLESS”)

La perforación sin riser o bien, conocida como “riserless” es la operación de perforar un pozo sin una conexión que retorne a superficie recortes y fluido de control, por ende, son dispersados en el suelo marino.

4.1 VENTANA OPERATIVA ESTRECHA

La *Figura 4* muestra cómo la venta operativa en pozos de aguas profundas y ultra profundas resulta ser muy pequeña ya que la sobrecarga del tirante de agua y formaciones no consolidadas reducen el rango en el que se puede operar a comparación con la de los pozos terrestres.

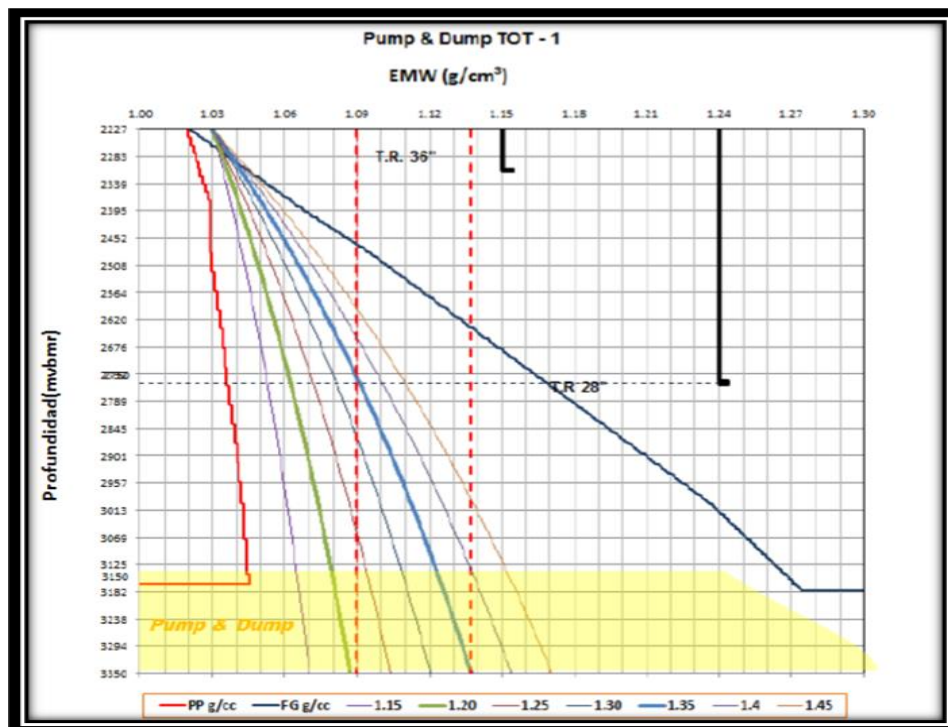


Figura 4. Ventana operativa en pozos de aguas profundas y ultra profundas. (PEMEX, 2016)

Es primordial tener en cuenta que algunas veces el tirante de agua puede ser mayor que la profundidad del yacimiento por lo que el gradiente aparente disminuye desde el punto de vista operativo lo cual provoca que se agraven los problemas de pérdida de circulación, brotes, pegaduras de tubera, inestabilidad del pozo y costos elevados; para evitar esta problemática

es primordial ser certero con el cálculo de la densidad del fluido de control densificado que será mezclado con el agua de mar para poder controlar esta situación.

4.2 RIESGOS DE FLUJO DE AGUA Y GAS

En la *Figura 5* se ejemplifica el riesgo somero de la formación provocado por bolsas de gas y acumulación de agua, lo anterior repercute directamente en la estabilidad del pozo mientras es perforado, ya que la arena no consolidada puede derrumbarse y tapan el agujero o atrapar la sarta de perforación. La presencia de estos fluidos cerca del lecho marino provoca que la formación sea altamente permeable entre los 100 y 1650 metros comprometiendo las primeras etapas de perforación del pozo, normalmente suelen ser dos los factores que provocan lo anterior. El primero es la presencia de bolsas de gas, las cuales generan que el suelo marino sea inestable, por lo que la perforación podrá resultar comprometida en la primera etapa, además de que se pueden generar desviaciones en el ángulo de perforación. El segundo factor es la acumulación de agua cerca de la superficie del lecho marino, provocando que la formación sea inestable por su escasa consolidación. Todo lo anterior puede mitigarse con los estudios de riesgos someros que se realizan en el programa de ubicación y evaluación de perforación de cada pozo.

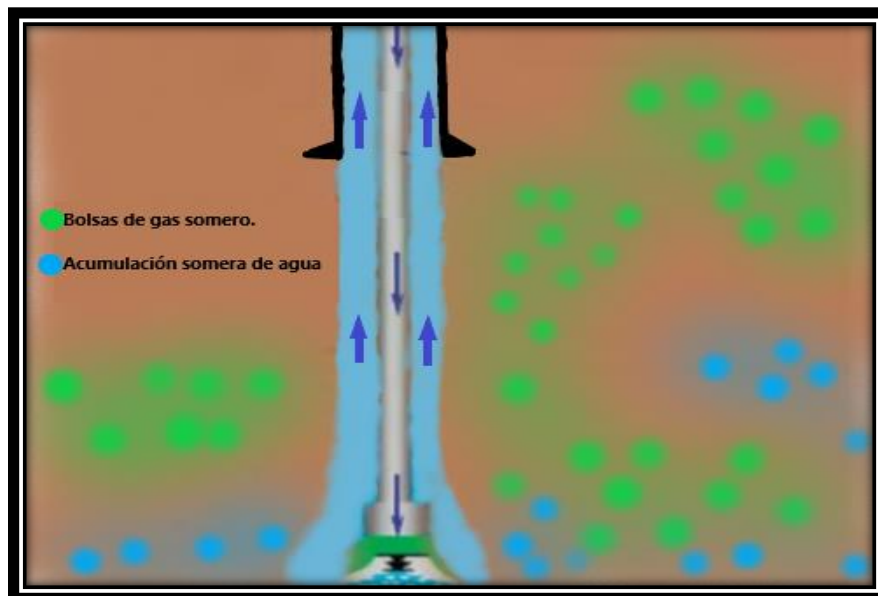


Figura 5 Riesgos someros. Autoría propia

4.3 SIN CIRCULACIÓN A SUPERFICIE

Uno de los problemas principales de la perforación sin riser es que el retorno de flujo a superficie no existe cómo se muestra en la *Figura 6*, por lo que el control del pozo debe ser cauteloso y exhaustivo ya que el impedimento de que no exista retorno de fluidos limita la información que puede traer consigo los recortes suspendidos en el fluido de control, además que la perforación sin los preventores implica un riesgo importante si en dado caso se necesitara asegurar el pozo de forma inmediata como es que lo permiten los BOP por lo que el cálculo de la densidad del fluido de control que se va utilizar debe ser precisa.

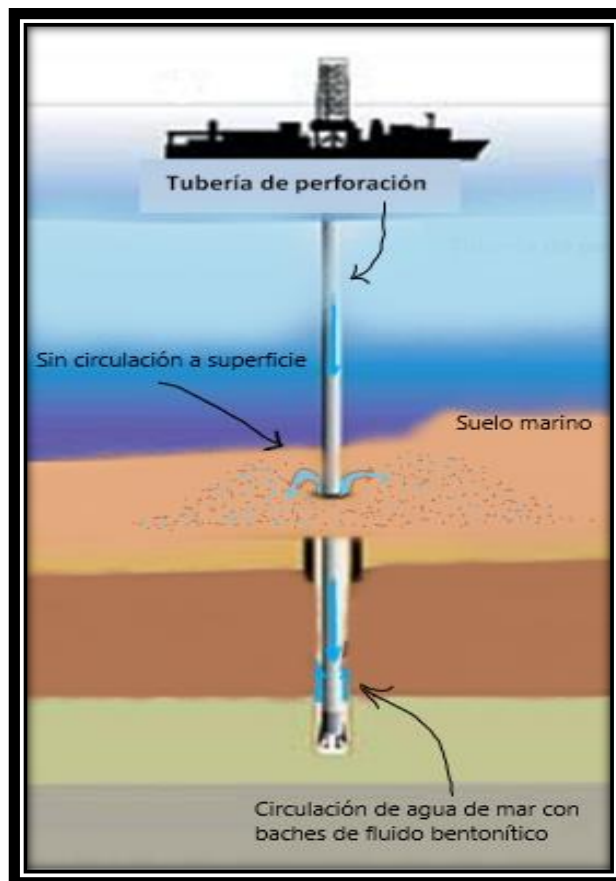


Figura 6. Sin circulación a superficie. Autoría propia

4.4 HIDRATOS DE GAS

Un hidrato de gas es un sólido cristalino formado por la presencia de agua con moléculas de gas formando una estructura similar al hielo cómo se muestra en la *Figura 7*. Las moléculas de agua forman una estructura reticular parecida a una malla donde las moléculas de gas logran ser atrapadas. La mayoría de los gases, excepto el hidrógeno y el helio, pueden formar hidratos. Los hidrocarburos C_1 a nC_5 , el H_2S y el CO_2 forman hidratos con facilidad a baja temperatura y alta presión. Los hidrocarburos más pesados también pueden entrar en la estructura, pero no forman hidratos por sí mismos.

Los fluidos de perforación cuyas propiedades permiten la incorporación de gas, lo que en campo se le llama lodo contaminado por gas, pueden formar hidratos durante las operaciones de perforación en aguas profundas, generando taponamiento dentro de la TP y también dentro del riser de perforación. Así mismo, pueden formarse hidratos de gas generando taponamiento de las líneas de "BOP", sus conectores hidráulicos y dentro de los cabezales submarinos, así como en sus válvulas laterales, causando un riesgo de control de pozo.



Figura 7. Hidrato de gas. (MONSCARL, 2019)

Los hidratos de gas durante la perforación son controlados termodinámicamente mediante la adición al lodo de perforación de materiales anticongelantes, tales como sales o glicoles. Una práctica común es el uso de 20% a 23% en peso de NaCl. La formación del hielo y el crecimiento de los hidratos pueden ser inhibidos dinámicamente por ciertos polímeros o surfactantes. Durante la perforación del pozo sin riser, es posible encontrar formaciones o estructuras someras con hidratos de gas, las cuales, al perforarlas, liberan cantidades de gas que puede manifestarse en el fondo del mar.

Cuando se perfora con riser se circula el fluido de perforación lo cual ocasiona un aumento en la temperatura en los sedimentos debido a la fricción y la velocidad con la que se circula, sin embargo, en la operación riserless esto no sucede, por lo que la formación de hidratos es mayor, inclusive pueden generarse cavernas por la disociación de hidratos lo que presenta un riesgo de derrumbe generando el atrapamiento de la sarta.

Otro factor negativo que provocan los hidratos durante la perforación es que limitan el flujo libre del fluido de control a través de la tubería y del espacio anular, por lo que la columna no genera la presión hidráulica necesaria para poder controlar el pozo por lo que puede resultar en un brote. La formación de hidratos dentro de la tubería se muestra claramente en la *Figura 8*, donde puede ser visualizado la reducción del diámetro interior de la tubería ya que los hidratos conocidos como estables suelen adherirse a las paredes interiores de la sarta.



Figura 8. Obstrucción de tuberías por hidratos. (MONSCARL, 2019)

En algunos casos la formación de hidratos puede solucionarse con inhibidores permitiendo la perforación y después que todo el sistema integral de producción no sea comprometido, sin embargo, hay ocasiones en las que es inevitable que se generen por lo que se opta por permitir la formación de hidratos estables ya que tienen consistencia sólida, como si fuera un bloque de hielo, a diferencia de los hidratos inestables, los cuales son acuosos con suspensiones sólidas. Éstos últimos presentan un riesgo mayor porque pueden atrapar la sarta y bloquear por completo el flujo del fluido de control, mientras que los hidratos estables pueden ser triturados por la barrena y pueden ser medidos, desde el grosor que invade la tubería hasta el ritmo de formación, permitiendo así, hacer los ajustes necesarios para lograr las operaciones de desarrollo sin problema.

4.5 VIAJES PARA CAMBIO DE SARTAS Y BARRENAS

En el transcurso de la perforación se debe tener precaución al sacar y meter la sarta de perforación ya que, si se hace de forma rápida, puede generarse una succión hidráulica dentro del pozo y la formación, este efecto también es conocido como pistoneo, lo anterior se ejemplifica en la *Figura 9* donde se muestra que si el pistoneo se genera cuando se sube rápido la sarta de perforación es muy probable que los fluidos de la formación entren en forma de brote al pozo. En caso contrario, como se muestra en la *Figura 10* al bajar rápido la tubería de perforación provoca un empuje sobre el fluido de perforación que permanece controlando el pozo, si esto sucede es probable que se genere una pérdida de circulación del fluido de control mayor a la prevista lo que provoca inestabilidad de la formación mientras se perfora.

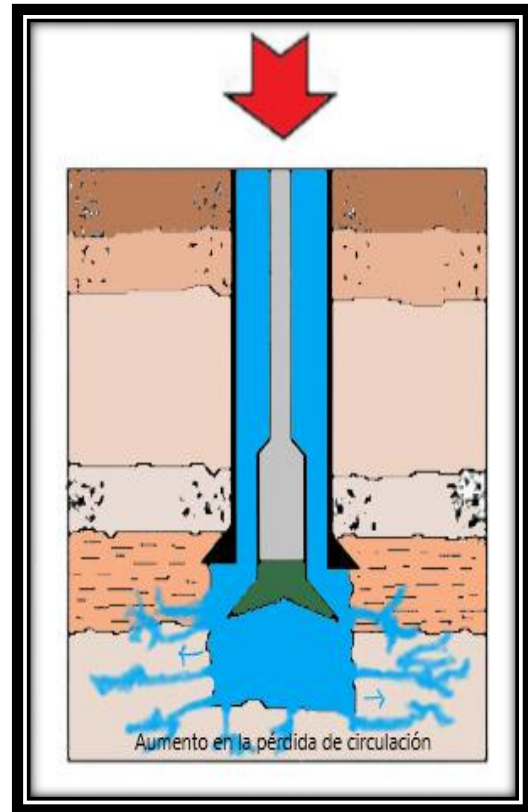
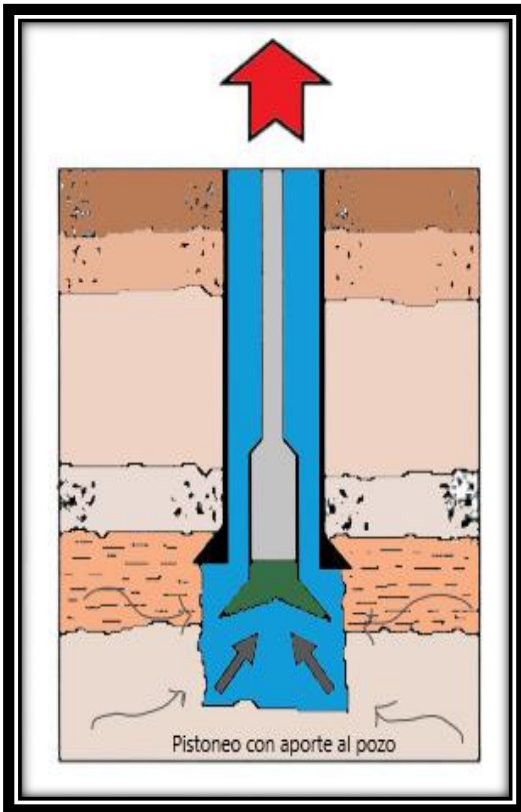


Figura 9. Efecto de pistón al sacar la sarta de perforación. *Autoría propia* Figura 10. Efecto de pistón al meterla sarta de perforación. *Autoría propia*

4.6 CEMENTACIÓN

Otro reto importante en la perforación sin riser es la cementación cómo se muestra en la *Figura 11*, ya que se puede generar una cementación primaria deficiente debido a las pérdidas de circulación durante la cementación, lo que a su vez no permite cementar las TR`s superficiales hasta el fondo marino por los riesgos someros, debido a la presencia de agua y gas a alta presión las cuales se sitúan en zonas de rápida sedimentación y sobre presurizadas, por lo que son débiles y susceptibles a cualquier esfuerzo que se les aplique; este problema se detecta y se soluciona gracias a los datos sísmicos y mediciones que se hacen en tiempo real durante la perforación.

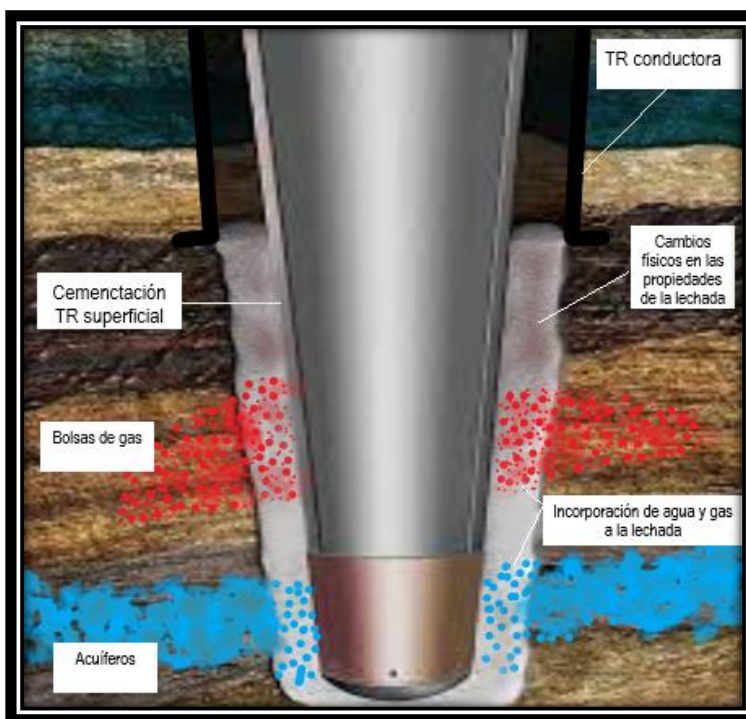


Figura 11. Riesgos de la cementación de la TR superficial. Autoría propia

La formación de hidratos también repercute en la cementación ya que al fraguar la lechada se libera calor lo que puede disociar el hidrato provocando una caverna que puede transformarse en un derrumbe o colapso del agujero. Para no comprometer la cementación primaria es de suma importancia hacer de forma precisa el estudio de riesgos someros, el perfil de geopresiones, las características de la lechada a utilizar, verificar la simulación hidráulica de la cementación y hacer los cálculos pertinentes previos de la operación.

5. CAPÍTULO 3 DESCRIPCIÓN DE LA TÉCNICA PERFORACIÓN SIN RISER

La perforación sin riser o también conocida como riserless es usada en pozos de aguas profundas y ultra profundas donde se opera sin circulación a superficie a través del tubular; esta técnica se emplea en las primeras etapas de la perforación del pozo, después del jeteo de la tubería conductora y hasta el asentamiento de la tubería superficial y en algunos casos hasta el asentamiento de la tubería intermedia uno.

5.1 AGUAS SOMERAS, PROFUNDAS Y ULTRA PROFUNDAS

Según la secretaria de energía del gobierno federal de los Estados Unidos Mexicanos y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se concibe aguas someras a cuerpos de agua con tirante menor a 500m. Las aguas profundas son aquellas con un tirante de agua entre 500m-1,500m; mientras que las aguas profundas son aquellas con tirantes mayores a 1,500m, lo anterior se ejemplifica en la *Figura 12*. Hay un gran potencial de acumulaciones de hidrocarburos en yacimientos ubicados en este tipo de cuerpos de agua, por ende, su estudio es de suma importancia en la industria mundial.

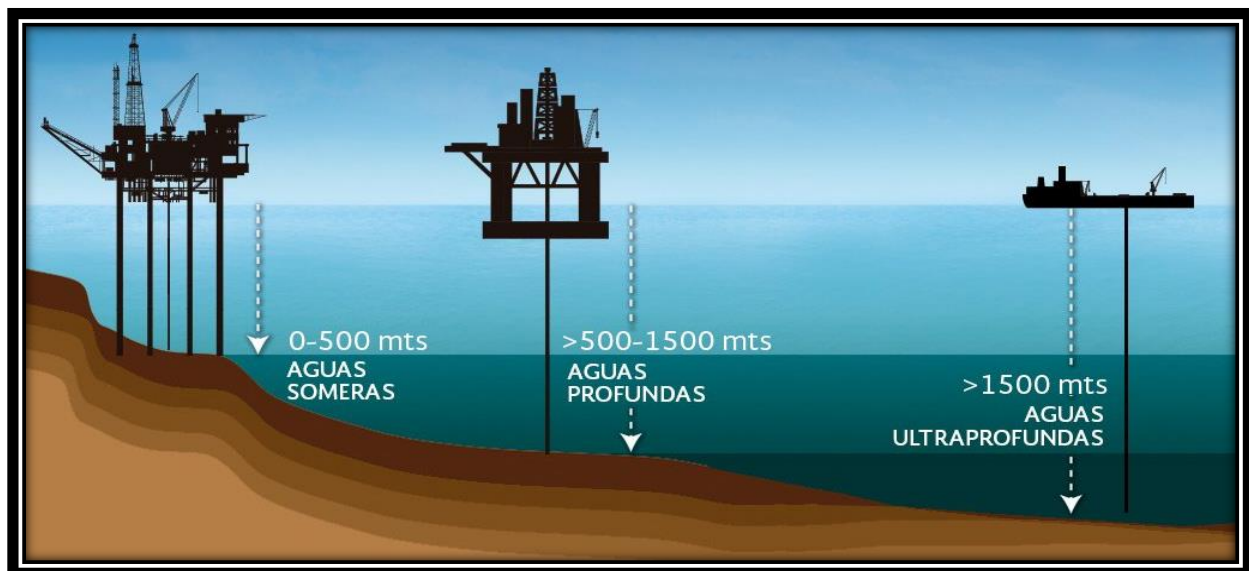


Figura 12. Clasificación de aguas. (CNH, 2023)

5.2 RIESGOS DE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRA PROFUNDAS

Los riesgos de perforación son todos aquellos eventos que pueden ocasionar problemas que impacten el desempeño de la perforación por que generar retrasos, incrementando el costo y en casos extremos incluso hasta perder el pozo.

Estos riesgos son originados por las características de las formaciones o bien por la complejidad de las prácticas operativas. Algunos eventos que deben tomarse en cuenta durante la perforación de los pozos son:

1. Deficiente evaluación del riesgo somero.
2. Tiempos no productivos (TNP) también conocidos por sus siglas en ingles NPT's (Not productive time) identificados en la información disponible de los pozos de correlación.
3. Logística de materiales, administración de embarcaciones, capacidad de carga y descarga de puertos.
4. Falla de herramientas (top drive, equipo de perforación, herramientas etc.)
5. Condiciones climatológicas adversas.
6. Condiciones físicas no esperadas del agujero perforado.
7. Atrapamiento de sartas de perforación o de tubería de revestimiento.
8. Accidente mecánico.
9. Pérdida de control de la dirección del pozo.
10. Perforar fallas geológicas no previstas.
11. Falta de disponibilidad y/o deficiente cuantificación de la renta diaria del equipo de perforación. Presupuesto erróneamente calculado.
12. Falta de cumplimiento al programa de procura de equipos, materiales y servicios a pozos.

13. Tipo de cambio con respecto a la moneda local.

14. Fallas en el sistema de desconexión del LMRP o sistema de tensionamiento de la plataforma.

15. Fallas en el conector del BOP al Cabezal Submarino de alta presión. Falla en el sistema de control del SSBOP.

16. Falla del ROV o del LARS.

El tema de desarrollo de esta tesis es sobre un método de perforación en aguas profundas y ultra profundas por lo que conocer los riesgos de perforación es de suma importancia, el alcance de la tesis no busca la descripción de estos riesgos sino del método P&D usado en las primeras etapas de la perforación de un pozo en aguas profundas o ultra profundas.

5.3 PLANEACIÓN DEL DISEÑO DE PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRA PROFUNDAS

Para que las actividades de perforación tengan éxito es necesario realizar un diseño preciso de cómo va a llevarse a cabo el desarrollo del pozo por lo que deben tomarse en cuenta los diferentes factores que intervienen para su construcción los cuales se enlistan a continuación:

1. *Evaluación del riesgo somero.*

2. *Número de pozos a perforar.*

3. *Coordenadas del conductor y objetivo.*

4. *Posición estructural de los pozos.*

5. *Profundidad total programada.*

6. *Columna geológica esperada.*

7. *Programa de toma de información: Registros, toma de núcleos, pruebas de producción.*

8. *Características de los fluidos de yacimiento a producirse.*

9. *Planeación del número de drill centers (centros de perforación) donde van a converger los pozos que serán perforados.*
10. *Establecer las características del sistema artificial a ser incluido en el diseño de la terminación del pozo, con el árbol submarino, en el sistema de control y el FPU.*
11. *Plataforma de perforación RIG o MODU disponible para el proyecto.*
12. *Tipo de programa de perforación.*
13. *Características de sistema submarino a utilizar.*
14. *Información de pozos de correlación perforados.*
15. *Gradientes de sobrecarga, poro y fractura de la formación.*

(Ucha, 2019)

5.4 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE POZOS

El diseño de un pozo debe realizarse con la mayor información disponible por lo que el uso de pozos de correlación suele ser útil para tener una aproximación más certera de cómo será perforado el nuevo pozo en cuestión. Con el uso de la información de otro pozo vecino ya perforado se puede diseñar el programa de perforación del nuevo pozo con una menor incertidumbre.

Selección de pozos de correlación:

1. *Columna Geológica.*
2. *Profundidad de asentamiento de TR's.*
3. *Geopresiones.*
4. *Densidad del fluido de control.*
5. *Distancia entre pozos.*

6. *Barrenas utilizadas.*

7. *Análisis de viajes cortos para limpiar el pozo y para el cambio de barrenas.*

8. *Trayectoria direccional de los pozos.*

9. *Profundidad y diámetro al objetivo.*

10. *Pozos con geometrías semejantes.*

11. *Profundidades de las formaciones, en función de las secciones estructurales en comparación con otros pozos, los afloramientos o las proyecciones geofísicas.*

12. *Cambio de litología al perforar el pozo.*

13. *Si la profundidad del pozo ha alcanzado un área productiva no programada y de lo contrario, cuanto falta por perforar según el pozo de correlación perforado que se tome en cuenta.*

14. *La presencia o ausencia de fallas geológicas.*

(Ucha, 2019)

Análisis de tiempos de perforación.

El análisis de los tiempos de perforación es de suma importancia ya que todo excedente o imprevisto repercute de manera directa en el programa de perforación y a su vez en la cuestión económica que estaba destinada para la construcción del pozo. Los lapsos de tiempo que siempre deben ser tomados en cuenta son:

1. *Tiempos de perforación por etapa.*

2. *Tiempos de viajes.*

3. *Tiempo de cementación de pozos.*

4. *Suspensión de actividades por condiciones climatológicas adversas.*

5. Tiempo no productivo (TNP).

Comparación de datos de pozos.

La relación de un pozo vecino al que será perforado siempre es de relevancia, aunque es necesario realizar una comparación de las características principales que ayudan a correlacionar los atributos de cada uno, los principales puntos a tomar en cuenta en dicha comparación son:

1. Selección de los adecuados datos disponibles de acuerdo con los lineamientos técnicos.
2. Elaboración de análisis probabilístico de tiempos.
3. Determinación de las mejores condiciones técnicas operativas aplicadas.

Elaboración de diseño del pozo con datos del límite técnico.

El diseño del pozo debe ser realizado tomando en cuenta el límite técnico ya que cualquier operación que se realice fuera de los tiempos programados afecta los costos del proyecto de tal forma, es necesario tomar en cuenta los tres puntos mencionados a continuación:

1. Elaboración de graficas de tiempos incluyendo limite técnico y líneas más probables de tiempo.
2. Elaboración de indicadores de desempeño.
3. Elaboración de programa detallado de perforación con datos de limite técnico programados.

5.5 LÍMITE TÉCNICO Y SU IMPACTO EN TIEMPOS DE PERFORACIÓN

El límite técnico, se puede definir como el proceso para alcanzar el óptimo desempeño, revisando y aplicando las mejores prácticas de ingeniería a las operaciones de perforación y terminación de los pozos. La planeación del pozo es el concepto de crear el diseño del pozo, el programa de operación y el programa de supervisión, previo al inicio de las actividades costa fuera de la perforación y terminación del pozo. La optimización, es el proceso de encontrar el conjunto de condiciones requeridas para la obtención de los mejores resultados. La filosofía de la optimización consiste en emplear como base, los datos y experiencias obtenidos de muchos otros pozos con características similares, para determinar y aplicar técnicas adecuadas para el diseño de la totalidad de los pozos del proyecto y también reduciendo la inversión en pozos sin perder seguridad ni integridad del pozo.

El realizar un análisis de límite técnico tiene como objetivo reducir el tiempo y costo del proceso de perforar y terminar pozos cómo se muestra en la *Figura 13*. Durante la perforación y terminación del pozo, se realiza un monitoreo a tiempo real para de las operaciones de perforación y terminación de pozos y con ello identificar puntos a optimizar para generar un nuevo límite técnico que permita definir “mejoras prácticas operativas”.

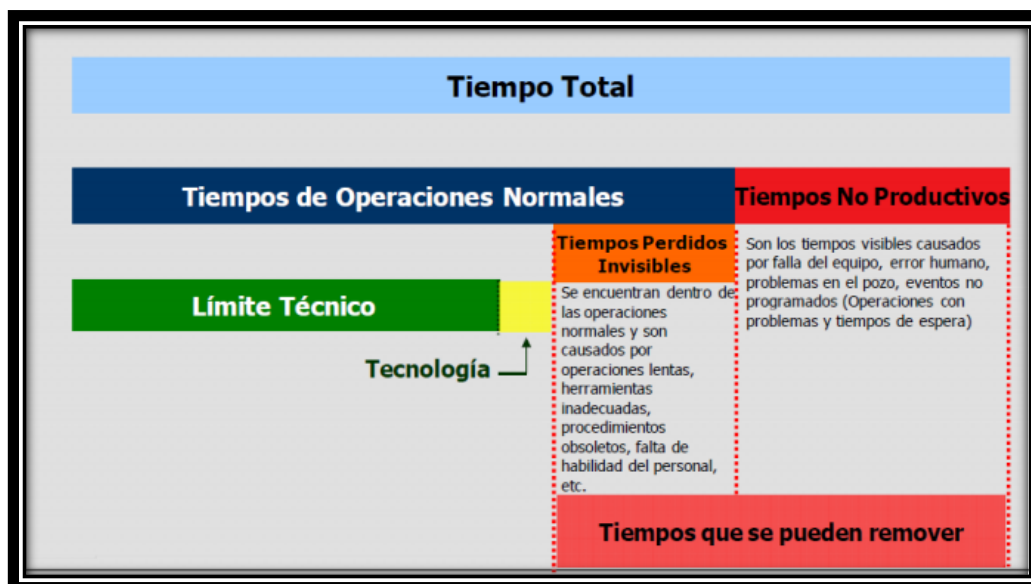


Figura 13 Límite técnico. (Ucha, 2019)

5.6 SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN

El éxito de las operaciones de perforación sin riser es diseñar y utilizar un fluido de control o lodo de perforación de acuerdo con la litología de los estratos a perforar para controlar las geopresiones, por lo que el análisis de riesgos someros y datos sísmicos para conocer los gradientes de poro y sobrecarga permitirán generar la ventana operativa que una vez establecida se programa el asentamiento de las tuberías de revestimiento en las primeras etapas del pozo.

La perforación de pozos en aguas profundas se realiza en un rango estrecho del gradiente de poro y fractura, por lo tanto, el diseño del fluido de control suele ser el punto más importante de la operación. Anteriormente se usaba una sola densidad lo que provocaba pérdidas de circulación, donde el proceso de control de pozos no podía realizarse debido a que se requiere un circuito hidráulico cerrado para el manejo de un brote.

La supervisión en tiempo real de la perforación funge un papel importante para el éxito del programa de perforación de pozos, sin embargo, la profundidad del tirante suele ser un factor que necesita de herramientas que permitan visualizar las operaciones realizadas en la profundidad, lo anterior se logra usando un ROV o vehículo de operación remota.

5.7 VEHÍCULO DE OPERACIÓN REMOTA ROV

El ROV (“REMOTE OPERATED VEHICLE”) o bien, vehículo de operación remota, es un robot submarino no tripulado que está conectado a una unidad de control en superficie por medio de un cable umbilical. Este robot ayuda a que las operaciones de perforación a lo largo del desarrollo de un pozo sean fructíferas y supervisadas en todo momento gracias a las cámaras que tiene en la parte frontal de su diseño cómo se muestra en la *Figura 14*.

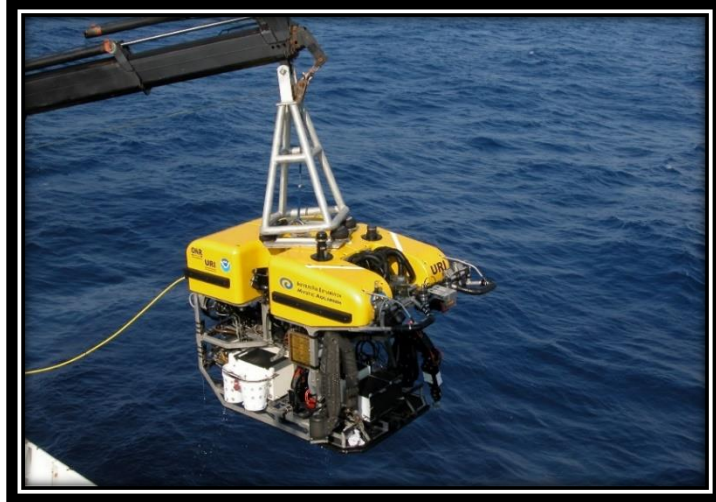


Figura 14 ROV. (OCEANEERING, 2021)

Además de la visión, el “ROV” lleva consigo dos brazos manipuladores y una gran variedad de herramientas y sensores que le permiten realizar trabajos en las profundidades del mar cómo se muestra en la *Figura 15*. Este robot es una herramienta muy útil para todo el proceso de la perforación de un pozo de aguas profundas y ultra profundas.



Figura 15 ROV funciones. (OCEANEERING, 2021)

En el caso de no tener disponible el vehículo de operación remota es necesario la suspensión de toda actividad de perforación por la carencia de información visual en el pozo. Es de suma importancia la supervisión en tiempo real en la boca de pozo ya que al ser perforado pueden suscitarse manifestaciones en el fondo del mar por entradas inesperadas al pozo de la formación como gas, agua o hidrocarburos mientras se perfora, por lo que es sumamente importante que el “ROV” opere las 24 horas del día durante todo el tiempo que dure la perforación riserless o cualquier operación que implique una intervención en el pozo.

5.8 CEMENTACIÓN

La *Figura 16* muestra la cementación de la tubería de revestimiento superficial la cual se perfora con el uso del método P&D en pozos de aguas profundas y ultra profundas. Los objetivos principales de una cementación primaria exitosa bajo las condiciones que conllevan pozos en de dichas características son:

1. Proveer soporte estructural al cabezal de baja presión, cabezal de alta presión y por lo tanto al pozo y al agujero.
2. Brindar resistencia al pandeo y desgaste de los cabezales submarinos y a la tubería de revestimiento tanto superficial como intermedia.
3. Proporcionar base para la colocación de tuberías de revestimiento.
4. Obtener un sello hidráulico eficiente.
5. Evitar la migración de fluidos al pozo a través del espacio anular.
6. Brindar de sello hidráulico en zonas de migración somera.

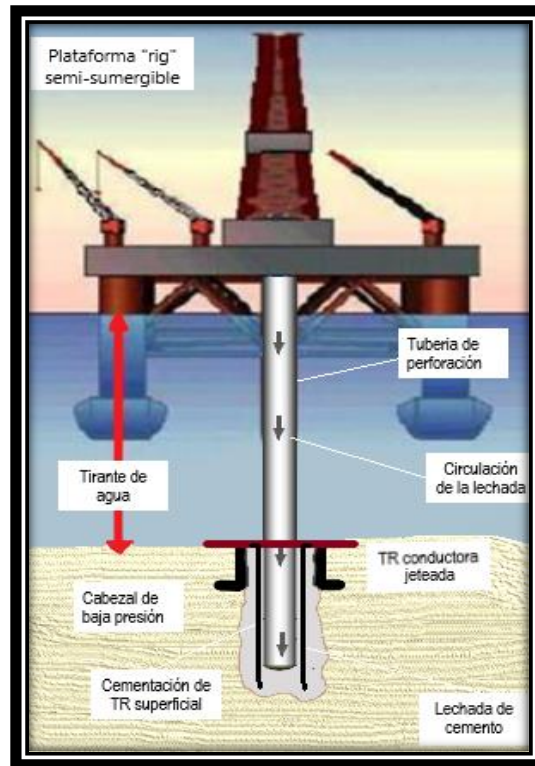


Figura 16 Cementación de TR superficial. Imagen de autoría propia

Para que los objetivos mencionados se cumplan es necesario el diseño preciso de lechada debido a las bajas temperaturas que hay en el fondo marino además de lograr la consistencia del cemento durante el fraguado que garantice que la migración del gas no provoque problemas operativos a futuro.

5.9 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO P&D

El método P&D se usa en aguas profundas y ultra profundas para perforar la etapa de la tubería superficial y en algunos casos para la TR intermedia uno, éste se realiza sin riser por lo tanto el control de las geopresiones de la formación son controladas con la mezcla de agua de mar y baches de fluido bentónico, donde el ajuste y disminución de la densidad del fluido de control permitirá el éxito de la operación. Este método de perforación trae consigo varias virtudes que pueden dar solución a problemas que se presentan en las primeras etapas de perforación de un pozo en aguas profundas.

Se planea la perforación usando el análisis de riesgo somero, y la ventana operativa que se obtiene con datos sísmicos donde se determinan los gradientes de poro, fractura y sobrecarga

de la formación a perforar o bien se correlacionan las densidades de control de pozos vecinos perforados. El proceso del método de bombeo y descarga (P&D) se describe en los siguientes subcapítulos.

5.9.1 VENTANA OPERATIVA

El método P&D permite perforar una ventana operativa estrecha, por lo que el primer paso para poder realizar el método radica en establecer el rango dentro del que se va a operar y cuál será la densidad equivalente de circulación con la que se debe perforar como se muestra en la *Figura 17*, ya que además de repercutir directamente en el ROP, será la guía de la profundidad a la que serán asentada la TR en cuestión.

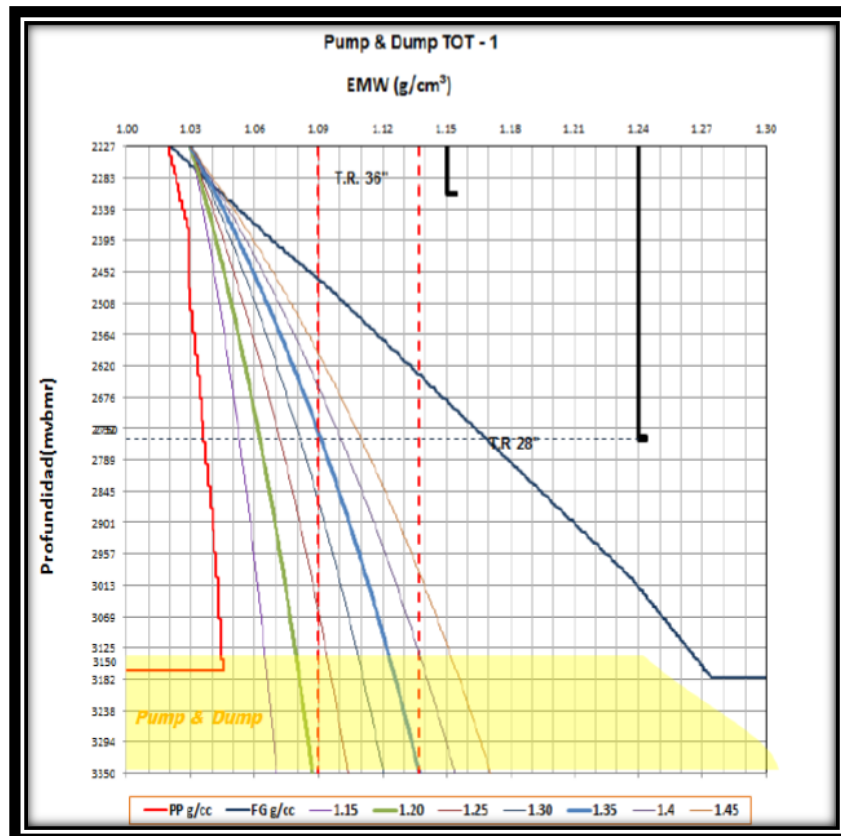


Figura 17 Ventana operativa P&D. (PEMEX, 2016)

5.9.2 DISEÑO DEL FLUIDO DE CONTROL

El diseño de un fluido de control se basa en el análisis de las geopresiones de la formación, debido a que la columna del fluido debe vencer la presión de poro y no sobrepasar el gradiente de fractura, por lo que se usa la ventana operativa, la cual indica el rango de presiones en los que se puede operar y por ende la densidad del fluido de control a utilizar.

Es primordial verificar la reología del fluido de control para confirmar que a lo largo de su circulación la bentonita no se deposite en el fondo y esto provoque un problema más grave, por lo que las pruebas al fluido de control son esenciales, lo anterior se muestra en la *Figura 18*.



Figura 18 Diseño del fluido de control. *Imagen de acceso libre*

La densidad con la que se perfora usando el método P&D suele ser de 1.8 g/cc, ésta se logra con un fluido base agua y barita donde algunas veces se añaden polímeros para reducir la pérdida de circulación a lo largo de la operación. Este fluido de control se hace en las plantas de lodo localizadas en instalaciones terrestres por lo que se requiere la ayuda de pipas para transportarlo desde la planta hasta el muelle donde cargaran barcos abastecedores que transportaran el fluido de control desde el muelle hasta el equipo flotante donde se usará para perforar los pozos.

Es preciso mencionar que en el método de P&D deben considerarse otros factores para el óptimo diseño de un fluido de control, por ejemplo, la presión de sobrecarga que genera la formación junto al tirante de agua, además deben tomarse en cuenta las presiones anormales que suelen presentarse en esa etapa de perforación, ya que el suelo marino no está bien consolidado y en algunos casos la presencia de riesgos someros permite que se generen, por lo que el diseño del fluido de perforación tiene que estar preparado para esta situación con un fluido altamente densificado que pueda ser modificado mientras se perfora es decir, reducir la densidad usando agua de mar que no altere sus propiedades físicas y químicas permitirá que el lodo se ajuste a la necesidad de control del pozo y así tener éxito en la operación. Otro de los factores más importantes en el diseño del fluido de perforación para la aplicación del P&D es el aspecto litológico, debido a que las características de la roca darán la pauta para la selección de algún aditivo para el fluido de control que facilite y optimice la perforación en esa etapa, estos aditivos son mencionados más adelante.

Es importante tener en cuenta varios aspectos en cuestión del fluido de control durante la perforación para tener éxito, lo cuales son descritos a continuación:

1. Densidad del fluido de control durante la perforación.
2. Ritmo de penetración deseado.
3. Gasto de bombeo máximo calculado.
4. Longitud de la presión hidrostática requerida y por lo tanto volumen del fluido de control para esa longitud.
5. Condiciones del pozo y tiempo de circulación.
6. Volumen para controlar un influjo de agua.
7. Programa de densidades del pozo (mud pad).
8. Se requiere contar con gran volumen de fluido de alta densidad.
9. Se requiere contar con bentonita para generar más fluido de control.

10. Se requiere conocer el diámetro real del agujero más un exceso del 100%.

El uso de agua de mar, polímeros y baches de fluido bentónico base agua en la aplicación del método P&D nos permiten perforar exitosamente las primeras etapas de un pozo en aguas profundas y ultra profundas por lo que es importante tener en cuenta las opciones de mezcla que se pueden tener, las cuales son:

- ± 1.00 gr/cc fluido de control de agua dulce
- ± 1.03 gr/cc fluido de control salado
- ± 1.30 gr/cc fluido de control salado super saturado

Los aditivos que se utilizan en los fluidos de perforación se agrupan según la función principal que desarrollan. Para un fluido de control base agua que es usado en el método de P&D se encuentran:

Los inhibidores que sirven para minimizar la interacción química de la arcilla con el agua, los más importantes son las sales de cloruro de potasio, polímeros y aminas. Estos aditivos se diferencian en dos familias:

1. Controladores de arcillas (temporales) como las sales, ya que se activan solo cuando hay contacto con agua y son efectivas cuando las concentraciones son las adecuadas.
2. Estabilizadores (permanentes). como la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) y las aminas.

También existen aditivos densificantes que permiten aumentar la densidad del fluido de control como la barita (sulfato de bario); además en algunos casos sirven para controlar la viscosidad como la goma xantana (XGD).

Existe todo un abanico de opciones en el uso de polímeros y las bondades que cada uno tiene a la hora de perforar, sin embargo, de los más usados es el PHPA para encapsular y obturar el agujero, además de la celulosa poli aniónica que sirve para el control del filtrado del fluido.

Es importante tener en cuenta la naturaleza litológica del suelo marino al aplicar P&D por lo que el uso de aditivos suele ser una opción viable para contrarrestar los efectos de paquetes

litológicos que puedan comprometer la operación al perforar y asentar la tubería de revestimiento superficial e intermedia uno con el uso de este método.

“Una clase de lodos a base de agua que utilizan poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) como aditivo funcional, ya sea para controlar las lutitas del pozo o para extender arcilla de bentonita en un lodo con bajo contenido de sólidos. Como lodo para control de lutitas se cree que la PHPA sella las microfracturas y reviste las superficies de las lutitas con una película que retarda la dispersión y la desintegración. Se utiliza KCl como inhibidor de lutitas en la mayoría de los diseños de lodos PHPA. En los lodos con bajo contenido de sólidos, la PHPA interactúa con concentraciones mínimas de bentonita uniendo las partículas entre sí y mejorando la reología sin aumentar la carga de sólidos coloidales.” (Clark RK, 2019, pág. 719)

5.9.3 LOGÍSTICA

La logística operativa para aplicar el P&D debe ser precisa para evitar tiempos no productivos y costos fuera del programa de perforación. Se contratan barcos con gran capacidad para transportar fluido de control o un barco lodero de perforación para manufactura de fluido de control pesado bentónico base agua. Los barcos abastecedores son mostrados en la *Figura 19*, los cuales deben ser de gran tamaño para poder proveer suficiente fluido de control a la plataforma para la aplicación del método P&D; para evitar que la perforación resulte comprometida es necesario que se transporten al menos 450 m³ de fluido densificado base agua.



Figura 19 Barcos abastecedores. Imagen de acceso libre

Una vez posicionado el barco transportador en el área operativa y usando las líneas de descarga del barco hacia la plataforma, se utiliza todo este fluido mezclándolo con el agua de mar que hay en el lugar, este proceso se logra gracias al equipo “mixing on the fly” el cual se describe a continuación.

5.9.4 EQUIPO MEZCLANDO AL MOMENTO Y RITMO DE PERFORACIÓN “ROP”

El mezclado del agua de mar con los baches de fluido bentónico debe ser preciso para el éxito de la operación por lo que el uso de un equipo especializado es indispensable, para aplicar el P&D se utiliza el equipo “Mixing on the fly” (mezclando en el momento).

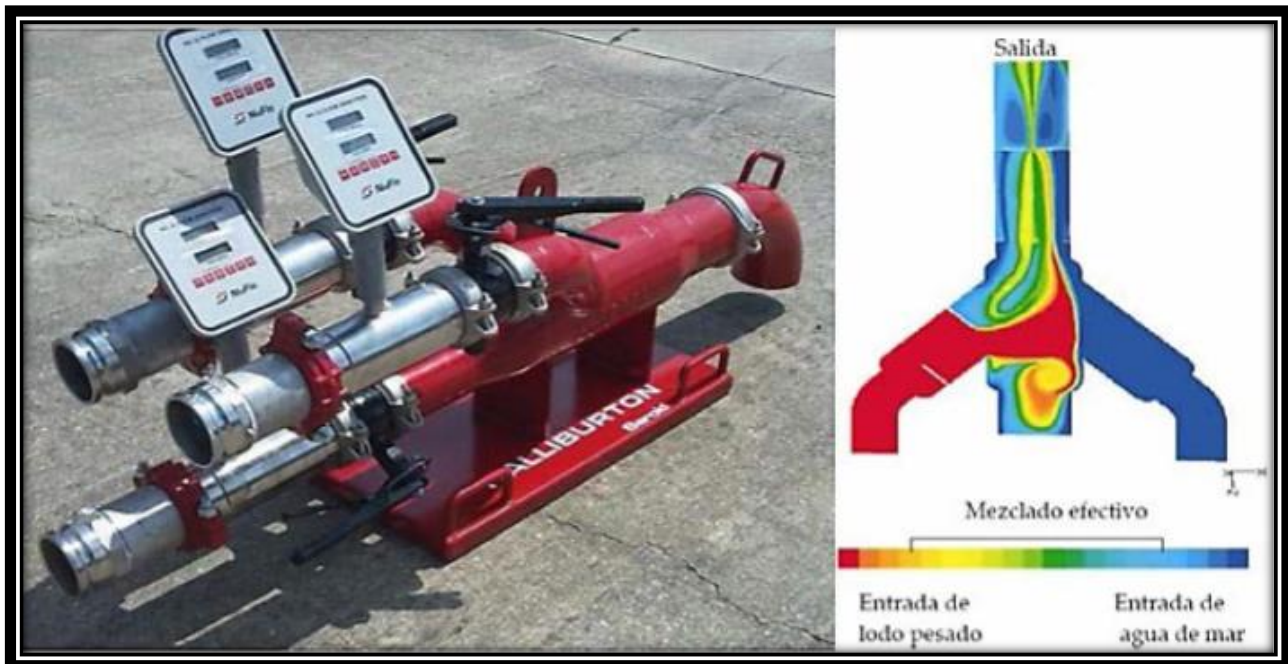


Figura 20 Equipo Mixing on the fly. (PEMEX, 2016)

El equipo de mezcla al momento mostrado en la *Figura 20* permite que el fluido obtenido de la mezcla sea el apto para poder realizar la operación ya que con este tipo de mezcla la bentonita no se depositará tan rápido y la densidad de trabajo podrá cubrir la necesidad de asegurar la estabilidad del pozo permitiendo que la perforación suceda de manera satisfactoria.

El volumen del fluido de control requerido para la operación debe ser calculado de forma precisa teniendo en cuenta que la circulación debe de ser continua por lo que no puede faltar dicho fluido de control ya que podría comprometer la operación.

El principio físico del equipo es mezclar al momento el fluido de control que es bombeado, donde la entrada izquierda es para el fluido con densidad mayor a la del agua de mar la cual entra por la cavidad derecha del equipo; en algunas ocasiones es necesario el uso de polímeros para evitar pérdidas de flujo por lo que la entrada que está al centro es para este tipo de situaciones, donde se bombean baches de agua de mar con polímeros.

La salida del fluido de control mezclado y listo para perforar fluye en el extremo superior por donde pasa el fluido de control con la densidad disminuida y precisa para controlar las geopresiones de la formación; lo anterior puede verse en la *Figura 20* donde se presenta el equipo mixing on the fly.

El agua de mar junto con el fluido de control base agua de alta densidad es preparado y bombeado con el equipo descrito anteriormente, éste se usa para perforar zonas superficiales en pozos de aguas profundas y ultra profundas; su instalación es fácil y su principal función es que puede mezclar un fluido de alta densidad con los grandes volúmenes de agua de mar que el método requiere, permitiendo aligerar la densidad del fluido de control usando agua de mar y así alcanzar la DEC necesaria para poder perforar. Aproximadamente, el equipo de “mixing on the fly” puede mezclar los fluidos a gastos de hasta 2000gpm, lo hace posible obtener una mezcla consistente que satisface la densidad equivalente requerida para poder controlar el pozo.

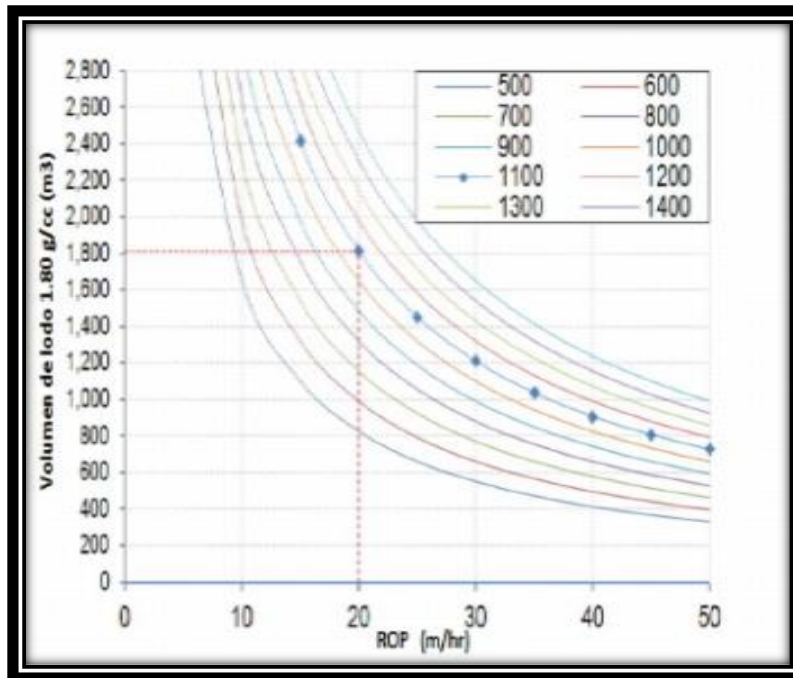


Figura 21 ROP usando P&D. (PEMEX, 2016)

Regularmente esta técnica se aplica para la tubería superficial y en algunos casos para la tubería intermedia uno buscando una mayor profundidad de asentamiento donde se perforan aproximadamente de 200 a 300 metros de longitud en la etapa requerida en aguas profundas y ultra profundas, y es aquí donde otra virtud del P&D se presenta, ya que ayuda a que el ROP sea favorecido, permitiendo la operación con un mejor ritmo de perforación, ahorrando tiempo y dinero del programa de perforación. Lo anterior se muestra en la *Figura 21*, donde se presenta la relación entre la densidad y volumen del fluido de control que se usa respecto a el ROP en un pozo perforado con el método de bombear y descargar.

6. CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DEL MÉTODO “PUMP AND DUMP”

6.1 ANTECEDENTES

Se estableció perforar una sección de 200m donde es la transición entre la lutita y la sal para incrementar la densidad del fluido a utilizar con el método P&D, a continuación, se indican algunas generalidades del pozo seleccionado, así como los cálculos para aplicar este método en la etapa de la TR de 22” del pozo Águila 1.

6.1.1 UBICACIÓN

El proyecto del pozo Águila-1 se ubica en el talud continental del Golfo de México, frente a la costa de Tamaulipas, dentro de la zona económica exclusiva de México formando parte del cinturón plegado subsalino (CPS).

TIRANTE DE AGUA:	2198 m	EMR:	29 m
DATUM GEODÉSICO:	WGS84, ZONA 15, MÉXICO		
COORDENADAS UTM CONDUCTOR:	X= 222 906.707 m	Y= 2 764 139.184 m	
COORDENADAS GEOGRÁFICAS CONDUCTOR:	LATITUD= 24° 58' 02.589" N	LONGITUD= 95° 44' 40.373" W	

Tabla 1. Ubicación del pozo Águila 1

Cómo se muestra en la *Tabla 1* el pozo se encuentra en zona de aguas profundas, con coordenadas en el Golfo de México a 182 km de la costa de Tamaulipas. En la *Figura 22* se muestra la localización del pozo Águila-1, así como la distribución de los pozos circundantes.

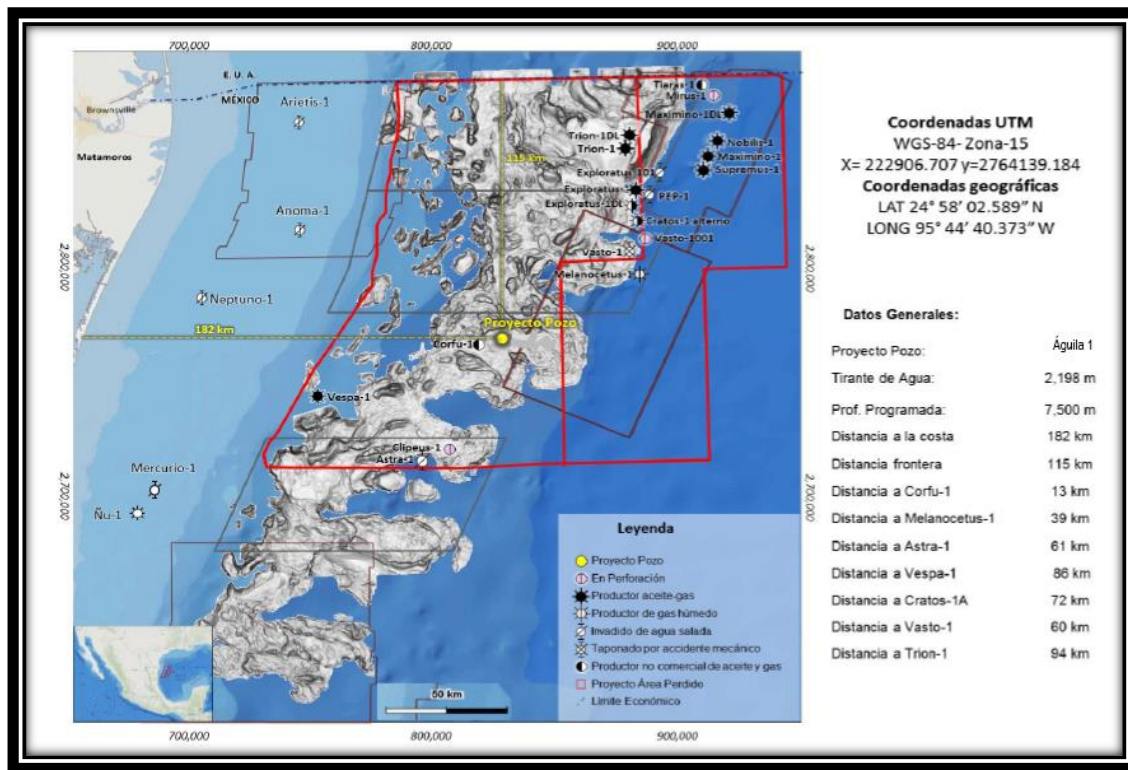


Figura 22 Localización pozo Águila 1. (PEMEX, 2016)

6.1.2 GEOLOGÍA

Para el pozo Águila-1 se tiene programado perforar hasta 7529 mvmbr, atravesando una columna geológica de 5302 m que varía de la edad del Reciente-Plio-Pleistoceno al Eoceno inferior cómo se muestra en la *Figura 23*. Se debe tener en cuenta la diferencia entre los metros verticales bajo mesa rotaria (mvmbr) y los metros verticales bajo nivel del mar (mvmnm) en los cuales hay una diferencia de 29m por la elevación de la mesa rotaria. La TR de 22" será asentada a 3150mvmbr y los últimos 200m serán perforados con el método P&D como se muestra en la *Figura 1*.

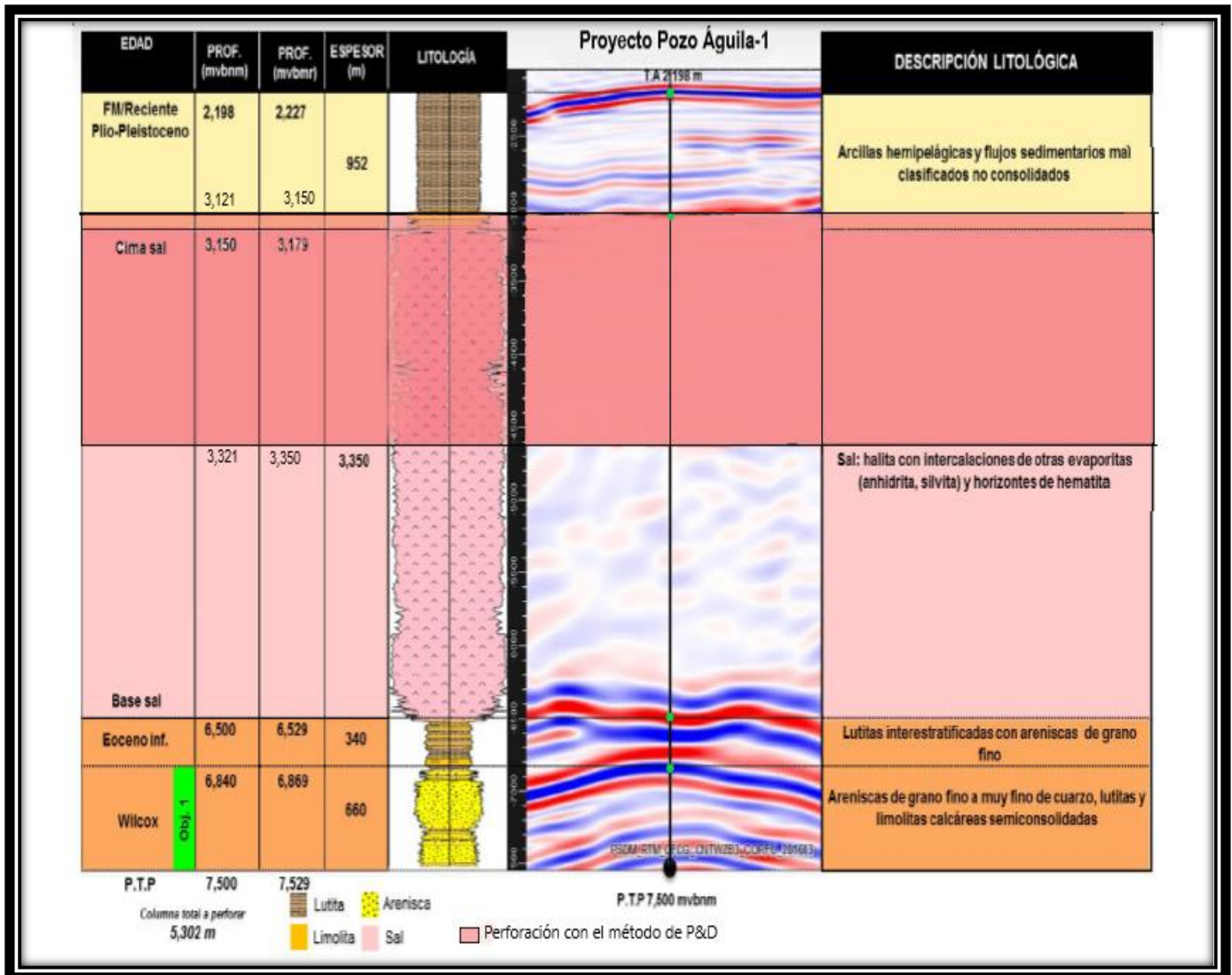


Figura 23 Columna geológica pozo Águila 1. (PEMEX, 2016)

6.1.3 ESTRUCTURA

Cómo se muestra en la *Figura 24* la formación posee un paquete litológico muy grande de sal, el cual funge como trampa y corresponde a un anticlinal con dimensiones de 2.8km de ancho y 7.5km de largo. El paquete de sal está constituido por halita en un 94%, por anhidrita en un 4%, por silvita en 1%, cuarzo 0.5% y por hematita en un 0.5%.

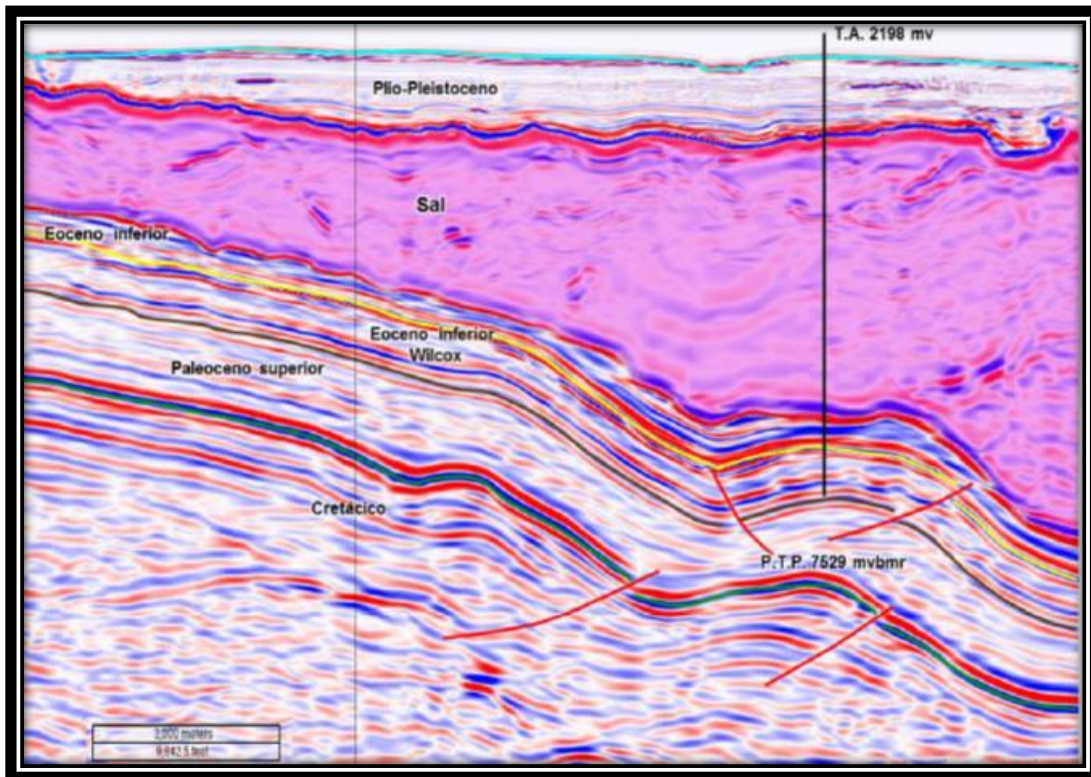


Figura 24 Estructura geológica pozo Águila 1. (PEMEX, 2016)

6.1.4 EQUIPO DE PERFORACIÓN

El equipo de perforación deberá disponer de las capacidades del almacenamiento de componentes para la generación del fluido del P&D, así como de las áreas necesarias para la ubicación de acuerdo con el espacio y volumetría de los sistemas de bombeo a utilizar, así como de los equipos, materiales y servicios que son necesarios; en el caso de que el equipo flotante no tenga la capacidad de carga y almacenaje requerido se apoyará con barcos para el transporte y abastecimiento del fluido de control. Dados los requerimientos que demanda el método de P&D en la perforación del pozo Águila 1 se selecciona la Muralla IV ya que cumple los requisitos necesarios.

El Equipo de perforación compatible para la perforación del pozo Águila 1 es la plataforma semi sumergible La Muralla IV (PMX9198) mostrada en la *Figura 25* la cual se tendrá que posicionar en las coordenadas principales mencionadas en la Tabla 1 apegándose al procedimiento operativo para la supervisión del traslado y posicionamiento de plataformas de perforación marina tipo semi sumergibles de posicionamiento dinámico (PO-LP-OP-0002-2014).



Figura 25 Plataforma La Muralla IV. (PEMEX, 2016)

ESPECIFICACIONES GENERALES		SISTEMA MÉTRICO DECIMAL	SISTEMA INGLES
DISEÑO	GVA 7500		
TIPO DE PLATAFORMA	SEMISUMERGIBLE		
POSICIONAMIENTO	DINÁMICO DP 3		
GENERACIÓN	6 ta		
MÁXIMA PROF DE PERFORACIÓN		10 668 m	35 000 ft
MÁXIMA PROF DE TIRANTE DE AGUA		3048 m	10 000 ft
CALADO MÍNIMO DE NAVEGACIÓN		9.94 m	32.61 ft
ACOMODO DE PERSONAL	200 PERSONAS		

Tabla 2. Especificaciones generales La Muralla IV

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO		SISTEMA MÉTRICO DECIMAL	SISTEMA INGLES [ft ²]
ÁREA DE ALMACENAMIENTO DEL RISER		860 m ²	10000 ft ²
ÁREA DE CUBIERTA		1460 m ²	15715.3 ft ²
ESTIBAMIENTO VERTICAL TP Y TR		12000 m ²	39370.07 ft
MATERIAL EN SACOS	6 000		
LODO (PRESAS Y TANQUES)		2788 m ³	17534 bbl
SALMUERA		745.7 m ³	4690 bbl
FLUIDO SINTÉTICO		749.3 m ³	4712 bbl
AGUA DE PERFORACIÓN		2686.2 m ³	16896 bbl
SILOS DE CEMENTO		912 m ³	
CAPACIDAD DE BARITA Y BENTONITA		632 m ³	22319.08 ft ³
DIESEL		3273.47 m ³	20589.5 bbl
TURBOSINA		5.8 m ³	36.48 bbl
AGUA POTABLE		1330.7 m ³	8369 bbl
LONGITUD TOTAL		119.2 m ³	391 ft
ANCHO TOTAL		96.7 m ³	317.27 ft

Tabla 3. Capacidad de almacenamiento de La Muralla IV

6.1.5 BARRENA

En esta sección se considera la barrena de 26" a utilizar para asentar la TR de 22" satisfaciendo el área de flujo requerido para la mezcla y bombeo del P&D así como sus características técnicas satisfacen las necesidades para perforar ésta etapa.

$$A_{FLUJO} = \frac{\pi(D^2)}{4} (nt)$$

Donde:

A_{FLUJO} : Área de flujo, pg²

D : Diámetro, pg.

nt : Número de toberas.

Para el pozo Águila 1 se tiene:

$$A_{FLUJO} = \frac{\pi(\frac{16}{32}pg)^2}{4} (12)$$

$$A_{FLUJO} = 2.3562 \text{ pg}^2$$

La barrena por utilizar en la etapa 3 del pozo Águila para la TR de 22" donde se aplicará el método de P&D y prueba de goteo es una barrena tipo ticónica.

6.1.6 SARTA PARA ETAPA DE TR 22"

El armado de la sarta para la etapa de TR 22" debe llevar todos los accesorios necesarios para poder hacer la toma de registros, rebajar cemento de la etapa anterior y continuar perforando la cima de sal hasta 3350m usando el P&D, finalmente asentar y cementar la tubería de revestimiento de 22"; dichos accesorios son mostrados en la *Tabla 4* donde se muestran detalladamente sus características.

#	Descripción	OD (pg)	ID (pg)	Max. OD (pg)	Peso (lb/pie)	Conexión Sup.	Longitud (m)	Long Acumulada (m)
1	26" Barrera Tricónica	9.500	3.000	26.000	217.480	P 7-5/8" REG	0.60	0.60
2	9 5/8" GeoForce Lobe graduado a 1.16 (STB 25 1/2")	9.625	6.537	25.500	193.580	B 7-5/8" REG	8.59	9.19
3	9 1/2" Estabilizador 25 7/8"	9.500	3.000	25.875	217.480	B 7-5/8" REG	2.50	11.69
4	9 1/2" VCP	9.500	3.000		217.480	B 7-5/8" REG	0.89	12.58
5	9 1/2" Doble Pin	9.500	3.500		111.000	B 7-5/8" REG	0.57	13.15
6	9 1/2" LWD (RES)	9.500	2.375		250.000	B 7-5/8" REG	3.73	16.88
7	9 1/2" LWD (GAMMA)	9.500	2.375		201.700	B 7-5/8" REG	1.55	18.43
8	9 1/2" PWD	9.500	2.375		213.200	B 7-5/8" REG	1.33	19.76
9	9 1/2" LWD (HCM)	9.500	2.375		212.700	B 7-5/8" REG	1.62	21.38
10	9 1/2" Sonico	9.500	2.375		226.470	B 7-5/8" REG	6.26	27.64
11	9 1/2" MWD	9.500	4.125		208.400	B 7-5/8" REG	2.81	30.45
12	9 1/2" Screen sub (Portacedazo)	9.500	3.250		213.290	B 6-5/8" REG	1.10	31.55
13	9 1/2" Estabilizador 25 7/8"	9.500	3.000	25.875	217.480	B 7-5/8" REG	2.57	34.12
14	9 1/2" Drill Collar (3)	9.503	3.000		217.630	B 7-5/8" REG	27.42	61.54
15	9 1/2" Combinación 7 5/8" Reg (p) x 6 5/8" Reg (B)	9.375	3.000		211.160	B 6-5/8" REG	0.78	62.32
16	8" Drill Collar (6)	8.000	2.810		147.220	B 6-5/8" REG	56.00	118.32
17	8" Martillo Sledgehammer	8.120	2.750		156.240	B 6-5/8" REG	6.65	124.97
18	8" Drill Collar (3)	8.000	2.813		149.800	B 6-5/8" REG	27.73	152.70
19	8" Combinación 6 5/8" Reg(P) x XT57 (B)	8.000	2.810		150.170	B 5-5/8" REG	1.28	153.98
20	5 7/8" HWDP (24)	5.875	4.500		56.500	B 5-5/8" REG	218.14	372.12
21	5 7/8" TP 26.6 lb/ft	5.875	5.045		29.190	XT57	2977.88	3350.00
						TOTAL	3350.00	

Tabla 4. Características de los accesorios para armar sarta de perforación

6.1.7 BOMBA DE LODOS

Para perforar el pozo Águila 1 se usarán cuatro bombas de lodos Tríples; cada bomba completa con cámara de pulsaciones, válvula de seguridad, incluye manómetros y centrífugas super cargadoras. La "Figura 26" muestra la bomba a utilizar.

Las características principales de la bomba a usar se enlistan a continuación:

- a) Marca Wirth
- b) Tipo eléctrico VFD con caja de cambio
- c) Potencia: 2200HP (1640kW)

- d) Presión máxima: 7500 psi (517 bar)
- e) Gasto máximo: 884 gpm (3344 l/min)
- f) Bombas supercargadoras
- g) Modelo "Mission"
- h) Cantidad: 4
- i) Capacidad 272 m³/hr
- j) Motor 125 Hp, 1800 rpm, 3 fases, 60hz



Figura 26 Bomba de lodos. (PEMEX, 2016)

6.1.8 INSTALACIONES “MIXING ON THE FLY”

El equipo de mezcla al momento es de suma importancia para poder aplicar el P&D por lo que debe tenerse operativo en todo momento incluyendo la supervisión de sus conexiones y válvulas mostradas en la “Figura 27”.

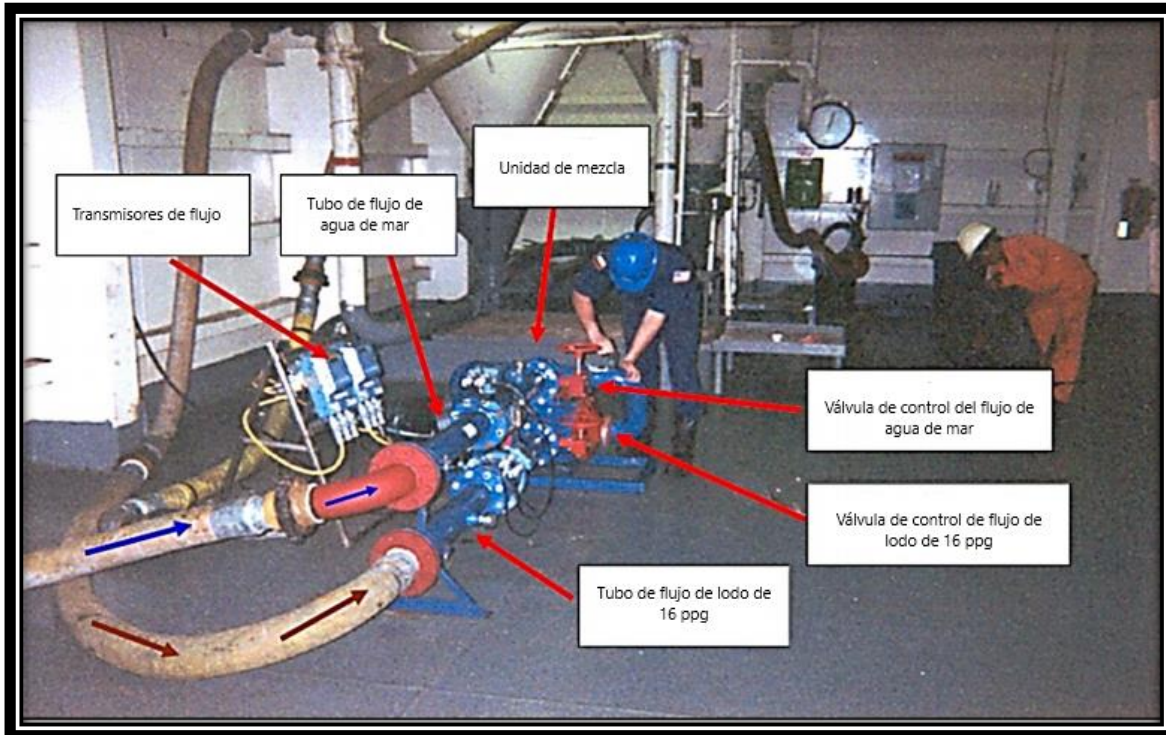


Figura 27 Instalaciones mixing on the fly. (Ucha, 2019)

6.2 RIESGOS SOMEROS

Una vez analizados los riesgos someros de la columna donde será desarrollado el proyecto pozo Águila-1 se concluye que: los riesgos por potencial de gas somero son insignificantes en los primeros 3,400m vbm por lo que la aplicación del método de P&D puede llevarse a cabo. En la *Tabla 5* se muestran las temperaturas con las que se va a trabajar, siendo parte importante en la carta de riesgos someros y en la aplicación del método de P&D. Se estimó que los riesgos son también insignificantes para el potencial de flujo de agua somera en toda la secuencia perforada.

EDAD	MD	TVD	TVD	TEMPERATURA
	(mdbmr)	(mvmbr)	(mvbnm)	(°C)
FM / RECIENTE PLIO-PLEISTOCENO	2,227	2,227	2,198	4
SAL	3,179	3,179	3,150	35
EOCENO INFERIOR	6,529	6,529	6,500	73
EOCENO INFERIOR WILCOX	6,869	6,869	6,840	87
PROFUNDIDAD TOTAL	7,529	7,529	7,500	109

Tabla 5. Gradiente geotérmico del pozo Águila 1

6.3 VENTANA OPERATIVA

En la *Figura 28* se muestra la ventana operativa que se construyó para perforar la etapa del método P&D el pozo Águila 1. Respecto a la presión de poro se espera un comportamiento normal equivalente al hidrostático desde el lecho marino hasta el paquete de sal, posteriormente el gradiente de presión de poro dentro de la sal se considera nulo por lo que se espera encontrar inclusiones y suturas que pudieran traer consigo presiones anormalmente altas por ende el gradiente para la parte superior de la sal es de 1.04gr/cc. Es importante mencionar que la ventana operativa final derivada del análisis integral de geopresiones considera un factor de seguridad del 0.02gr/cc por arriba de la presión de poro y 0.02gr/cc por debajo del gradiente de fractura. Se estima utilizar 2136 m³ de fluido polimérico pesado con densidad de 1.80 gr/cc en la etapa de TR de 22", calculado a 13 m/hr y gasto de 1300 gpm.

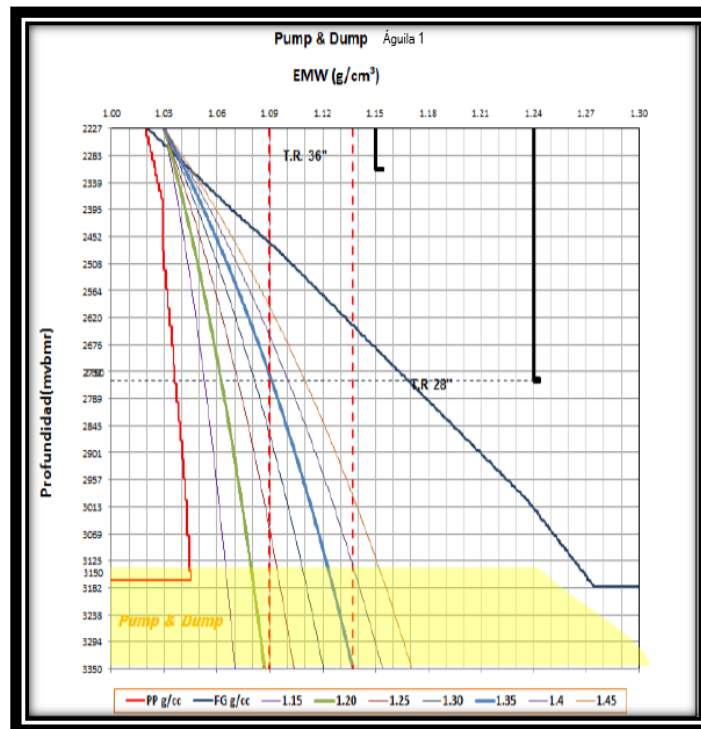


Figura 28 Ventana operativa para etapa de P&D del pozo Águila 1. (PEMEX, 2016)

6.4 OBJETIVO DE LA ETAPA TR 22"

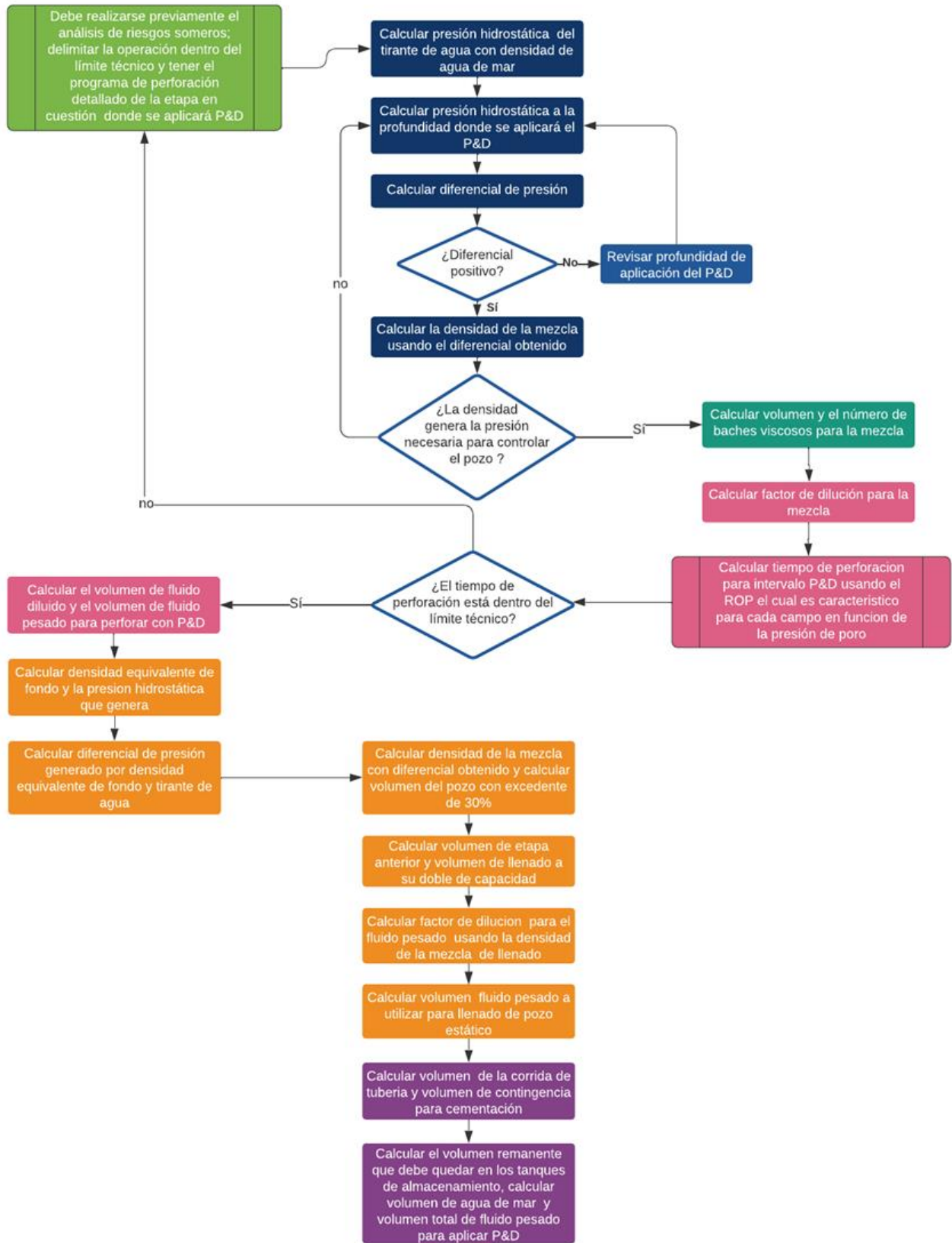
Se aplican 200 m de P&D en la etapa 3 del programa de perforación para la TR intermedia uno, se busca entrar al menos 150 m en la sal lo cual permitirá mitigar el riesgo por atascamiento o pegadura de la tubería por lo que la profundidad en la que se trabaja el método de bombeo y descarga es de 3150 m bmr a 3350 m bmr.

Se perforará con barrena tónica 26" para lograr correr y cementar la TR de 22" e instalar cabezal de alta presión SMS-800 de 18 3/4" de 15 000 psi, conjunto de preventores submarinos 18 3/4" - 15 000 psi y riser marino 21". En la *Tabla 6* se muestran las posibles problemáticas y su respectiva alternativa para la aplicación del método de P&D.

DIÁMETRO DE BARRENA (pg)	DIÁMETRO TR (pg)	PROF (mdbmr)	PROBLEMÁTICA	ALTERNATIVA
26	22	3350	Flujo de agua o gas somero	De acuerdo a la DEC leída del PWD y con el apoyo del ROV evaluar de forma cualitativa la magnitud del evento para determinar la densidad de control con base en el estudio de riesgo somero y así poder aplicar el sistema P&D
			Bajo ROP a la entrada de la sal	Aumentar gasto y bombear baches viscosos para mejor limpieza y mantener la aplicación de la técnica P&D optimizar parámetros de perforación como PSB y rotación.
			Inestabilidad del agujero	Bombear baches viscosos de limpieza y aplicar la densidad de llenado previo a sacar la sarta a superficie.

Tabla 6. Problemáticas y alternativas en la aplicación de P&D

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE BOMBEO Y MEZCLA, P&D.



6.5 CÁLCULOS DE LA APLICACIÓN DEL P&D

1. En primera instancia, se calcula la densidad de la mezcla requerida durante la operación de P&D.

a) Calcular la presión hidrostática ejercida por el tirante de agua con la densidad del agua de mar.

$$Ph_1 = \frac{(\rho_{mar})(TA)}{10}$$

Donde:

Ph_1 : Presión hidrostática en el fondo marino, $\frac{kg}{cm^2}$.

ρ_{mar} : densidad del agua de mar, $(1.03 \frac{gr}{cc})$.

TA : Tirante de agua, m.

El tirante de agua en la ubicación del pozo Águila 1 es de 2198 m.

$$Ph_1 = \frac{(1.03 \frac{gr}{cc})(2198 m)}{10}$$

$$Ph_1 = 226 \frac{kg}{cm^2}$$

b) Calcular la presión hidrostática a la profundidad donde se planea el asentamiento de la tubería donde se usa P&D.

$$Ph_2 = \frac{(\rho_{efmin})(prof_{TR})}{10}$$

Donde:

Ph_2 : Presión hidrostática a la profundidad de asentamiento de la TR, $\frac{kg}{cm^2}$.

ρ_{efmin} : Densidad equivalente de fondo mínima (es el valor mínimo que toma el margen de presión de poro, $\frac{gr}{cc}$).

$prof_{TR}$: Profundidad de asentamiento de la tubería, m.

La profundidad de asentamiento de la TR de 22" que se perfora con el método P&D es de 3321 mvbnm y el valor mínimo que toma el margen de presión de poro en la etapa de P&D es de $1.04 \frac{gr}{cc}$; por lo que:

$$Ph_2 = \frac{(1.04 \frac{gr}{cc})(3321 \text{ mvbnm})}{10}$$

$$Ph_2 = 347 \frac{kg}{cm^2}$$

c) Calcular el diferencial de presión entre la presión generada entre la profundidad de asentamiento y la presión generada por el tirante de agua.

$$\Delta P = \Delta Ph_2 - \Delta Ph_1$$

Donde:

ΔP : Diferencial de presión, $\frac{kg}{cm^2}$.

$$\Delta P = \Delta Ph_2 - \Delta Ph_1$$

$$\Delta P = \left(347 \frac{kg}{cm^2}\right) - \left(226 \frac{kg}{cm^2}\right)$$

$$\Delta P = 120 \frac{kg}{cm^2}$$

d) Calcular la densidad de la mezcla, que se obtiene despejando la fórmula de presión hidrostática, y cuyo valor de presión será el diferencial obtenido anteriormente.

$$\rho_m = \frac{(\Delta P)(10)}{(prof_{TR}) - (prof TA_{CON MESA ROTARIA})}$$

Donde:

ρ_m : Densidad de la mezcla, $\frac{gr}{cc}$.

ΔP : Diferencial de presión, $\frac{kg}{cm^2}$.

$prof_{TR}$: Profundidad de asentamiento de la tubería, m.

$prof TA_{CON MESA ROTARIA}$: Profundidad de TA considerando la elevación de la mesa rotaria, m.

La profundidad de TA considerando la elevación de la mesa rotaria es de 2227m, (se considera desde este punto porque la mezcla será bombeada por el “mixing on the fly” desde el equipo flotante) por lo que el cálculo se desarrolla de la manera siguiente:

$$\rho_m = \frac{\left(120 \frac{kg}{cm^2}\right)(10)}{(3321 m) - (2227 m)}$$

$$\rho_m = 1.10 \frac{gr}{cc}$$

2. Para determinar el número y volumen de baches viscosos ocupados para la primera sección de perforación con agua de mar (antes del P&D)

a) Calcular el número de baches viscosos necesarios para perforar de la siguiente manera:

$$N_b = \frac{\text{intervalo a perforar}}{E_b}$$

Donde:

N_b : número de baches viscosos

Intervalo a perforar: intervalo a perforar con agua de mar y baches viscosos, m

E_b : espacio entre baches (se consideran 36m porque son lo que miden las lingadas de cuatro tubos, considerando cada tubo de 9 m)

$$E_b = (\text{Tubos por lingada})(\text{Longitud de cada tubo})$$

Donde:

Tubos por lingada: Cantidad de tubos por lingada

Longitud de cada tubo: Longitud de cada tubo, m

$$E_b = (4)(9m)$$

$$E_b = 36 m$$

El intervalo a perforar con agua de mar antes de usar el P&D en el pozo Águila 1 es de 400m, por lo que el cálculo de los baches a usar es de la siguiente manera:

$$N_b = \frac{400 m}{36 m}$$

$$N_b = 11$$

b) Calcular el volumen ocupado por los baches viscosos es necesario el siguiente cálculo.

$$V_{Tb} = (V_b)(N_b)$$

Donde:

V_{Tb} : Volumen total de los baches ocupados, m³.

V_b : Volumen ocupado por cada bache, (en campo se toma de 20 m³ para asegurar la limpieza del agujero).

N_b : Número de baches

Aplicando los datos Águila 1.

$$V_{Tb} = (20 \text{ m}^3)(11)$$

$$V_{Tb} = (222 \text{ m}^3)$$

3. Calcular el volumen del fluido pesado y diluido para la perforación con P&D.

a) Primero se calcula el factor de dilución.

$$Fd_1 = \frac{1}{\frac{\rho_m - \rho_{mar}}{\rho_{fp} - \rho_{mar}}}$$

Donde:

Fd_1 : Factor de dilución para P&D

ρ_{fp} : Densidad del fluido pesado, $\frac{gr}{cc}$

ρ_m : Densidad de la mezcla, $\frac{gr}{cc}$.

ρ_{mar} : Densidad del agua de mar, $\frac{gr}{cc}$.

El factor de dilución indica el volumen de agua de mar necesaria para cada metro cúbico de fluido pesado para generar la densidad de la mezcla deseada en la aplicación del método. Para el pozo Águila 1 la densidad del fluido pesado es de $1.8 \frac{gr}{cc}$, por lo que el factor de dilución es:

$$Fd_1 = \frac{1}{\frac{1.10 \frac{gr}{cc} - 1.03 \frac{gr}{cc}}{1.80 \frac{gr}{cc} - 1.03 \frac{gr}{cc}}}$$

$$Fd_1 = 11$$

b) Calcular el tiempo de perforación para el intervalo de P&D se obtiene usando el ROP, para el pozo Águila 1 el ROP es de 13 m/hr (este ROP es característico para cada campo y etapa que se perfora el cual es función directa de la presión de poro)

$$t_p = \frac{\text{int perf P\&D}}{ROP}$$

Donde:

t_p : Tiempo de perforación, hrs

int perf P&D: intervalo a perforar con pump and dump, m

ROP: Velocidad de perforación, m/hr

$$t_p = \frac{200m}{13 \text{ m/hr}}$$

$$t_p = 15 \text{ hr}$$

c) Calcular el volumen de fluido diluido para perforar con el método P&D se considera un 30% de exceso (este porcentaje es función directa del calibre del agujero, considere la baja compactación de este estrato, quedando a criterio de los profesionistas de diseño y operación su valor).

$$V_{fd} = 1.3(0.2271)(t_p)(Q)$$

Donde:

V_{fd} : Volumen del fluido diluido, m³

Q : Gasto, gpm

t_p : Tiempo de perforación, hrs

Para el caso del pozo Águila 1 el gasto es de 1300 gpm, por lo que el volumen del fluido diluido es:

$$V_{fd} = 1.3(0.2271)(15 \text{ hr})(1300 \text{ gpm})$$

$$V_{fd} = 5905 \text{ m}^3$$

d) Calcular el volumen de fluido pesado para perforar con el método P&D se tiene que.

$$V_{fp1} = \frac{V_{fd}}{F_{d1}}$$

Donde:

V_{fp1} : Volumen de fluido pesado para la perforación con P&D, m^3

V_{fd} : Volumen del fluido diluido, m^3

F_{d1} : Factor de dilución para P&D

Aplicando para el pozo, el volumen del fluido pesado es:

$$V_{fp1} = \frac{5905 \text{ m}^3}{11}$$

$$V_{fp1} = 535 \text{ m}^3$$

4. Calcular el volumen de llenado del pozo que se requiere para completar la perforación usando P&D.

a) Se determina la densidad equivalente de fondo, subiendo 0.02 g/cc a la densidad equivalente de fondo mínima con el objetivo de mantener el agujero estable cuando se encuentre estático (la densidad del factor de seguridad será establecida por el ingeniero de diseño y operación de acuerdo con el campo y a la etapa en la que se esté perforando, quedando a criterio del profesionalista).

$$\rho_{ef} = \rho_{efmin} + 0.02$$

Donde:

ρ_{ef} : Densidad equivalente de fondo, $\frac{gr}{cc}$

ρ_{efmin} : Densidad equivalente de fondo mínima (es el valor mínimo que toma el margen de presión de poro, $\frac{gr}{cc}$).

En el pozo Águila 1:

$$\rho_{ef} = 1.04 \frac{gr}{cc} + 0.02$$

$$\rho_{ef} = 1.06 \frac{gr}{cc}$$

b) Calcular la presión hidrostática generada por la densidad equivalente de fondo

$$Ph_3 = \frac{(\rho_{ef})(prof_{TR})}{10}$$

Donde:

Ph_3 : Presión hidrostática con la densidad equivalente de fondo, $\frac{kg}{cm^2}$

$prof_{TR}$: Profundidad de asentamiento de la tubería, m.

ρ_{ef} : Densidad equivalente de fondo, $\frac{gr}{cc}$

La profundidad de asentamiento es de 3321 mvbnm por lo que el cálculo de la presión generada con la densidad equivalente de fondo es:

$$Ph_3 = \frac{(1.06 \frac{gr}{cc})(3321 m)}{10}$$

$$Ph_3 = 353 \frac{kg}{cm^2}$$

c) Calcular el diferencial de presión resultante de la presión generada por la densidad equivalente de fondo y la presión generada por el tirante de agua.

$$\Delta P_2 = \Delta P h_3 - \Delta P h_1$$

Donde:

ΔP_2 : Diferencial de presión, $\frac{kg}{cm^2}$.

$P h_3$: Presión hidrostática con la densidad equivalente de fondo, $\frac{kg}{cm^2}$

$P h_1$: Presión hidrostática en el fondo marino, $\frac{kg}{cm^2}$.

Para los datos aplicados en la perforación del pozo Águila 1 se tiene que:

$$\Delta P_2 = 353 \frac{kg}{cm^2} - 226 \frac{kg}{cm^2}$$

$$\Delta P_2 = 127 \frac{kg}{cm^2}$$

d) Calcular la densidad de la mezcla de llenado, que se obtiene despejando de la fórmula de presión hidrostática, y cuyo valor de presión será el diferencial obtenido.

$$\rho_{mll} = \frac{(\Delta P_2)(10)}{(prof_{TR}) - (prof TA_{CON MESA ROTARIA})}$$

Donde:

ρ_{mll} : Densidad de la mezcla de llenado, $\frac{gr}{cc}$

ΔP_2 : Diferencial de presión, $\frac{kg}{cm^2}$.

$prof_{TR}$: Profundidad de asentamiento de la tubería, m.

$prof TA_{CON MESA ROTARIA}$: Profundidad de TA considerando la elevación de la mesa rotaria, m.

$$\rho_{mll} = 1.16 \frac{gr}{cc}$$

e) Calcular el volumen del pozo, considerando un 30% para descalibre.

$$V_{pozo} = (1.3)(cap\ agujero) \left(\frac{L}{1000} \right) = (1.3)(0.5067)(D_{ag}^2) \left(\frac{L}{1000} \right)$$

Donde:

V_{pozo} : Volumen del pozo, m^3

$cap\ agujero$: Capacidad del agujero, $\frac{l}{m}$

D_{ag} : Diámetro del agujero, pg

L : Longitud del intervalo perforado, m

Aplicando los datos del pozo Águila 1 se tiene que:

$$V_{pozo} = (1.3)(0.5067)(26pg)^2 \left(\frac{600m}{1000} \right)$$

$$V_{pozo} = (267\ m^3)$$

f) Calcular el volumen de la tubería anterior.

$$V_{TRA} = (cap\ TR) \left(\frac{L}{1000} \right) = (0.5067)(d^2) \left(\frac{L}{1000} \right)$$

Donde:

V_{TRA} : volumen de la tubería anterior, m^3

$cap\ TR$: Capacidad de la tubería, $\frac{l}{m}$

d : diámetro interior de la tubería, pg

L : Longitud de la tubería, m

La longitud de la tubería en esta parte del cálculo se toma desde la profundidad de la zapata menos la profundidad del lecho marino en metros verticales bajo mesa rotaria, así como el diámetro interno de la TR en cuestión, por lo que aplicando los datos del pozo Águila 1 es:

$$V_{TRA} = (0.5067)(26.5pg)^2 \left(\frac{2750 \text{ m}^3 - 2227 \text{ m}^3}{1000} \right)$$

$$V_{TRA} = (186 \text{ m}^3)$$

g) Calcular el subtotal de volumen de llenado necesario.

$$V_{SUB} = V_{POZO} + V_{TRA}$$

Donde:

V_{SUB} : Volumen subtotal de llenado, m^3

V_{TRA} : volumen de la tubería anterior, m^3

V_{pozo} : Volumen del pozo, m^3

Para el pozo Águila 1 se tiene que el volumen subtotal de llenado necesario es:

$$V_{SUB} = (267 \text{ m}^3) + (186 \text{ m}^3)$$

$$V_{SUB} = 453 \text{ m}^3$$

h) Calcular el volumen de llenado total que se considera al doble de su capacidad.

$$V_{TOTAL} = (2)(V_{SUB})$$

Donde:

V_{TOTAL} : Volumen total de llenado al doble de su capacidad, m^3

V_{SUB} : Volumen subtotal de llenado, m^3

Usando los datos del pozo se tiene que:

$$V_{TOTAL} = (2)(453\text{m}^3)$$

$$V_{TOTAL} = (907\text{m}^3)$$

i) Calcular el factor de dilución para el fluido pesado, usando la densidad de la mezcla de llenado.

$$Fd_2 = \frac{1}{\frac{\rho_{mll} - \rho_{mar}}{\rho_{fp} - \rho_{mar}}}$$

Donde:

Fd_2 : Factor de dilución de fluido pesado.

ρ_{mll} : Densidad de la mezcla de llenado, $\frac{gr}{cc}$

ρ_{mar} : Densidad del agua de mar, $\frac{gr}{cc}$.

ρ_{fp} : Densidad del fluido pesado, $\frac{gr}{cc}$

En el pozo Águila se tiene que:

$$Fd_2 = \frac{1}{\frac{1.16 \frac{gr}{cc} - 1.03 \frac{gr}{cc}}{1.80 \frac{gr}{cc} - 1.03 \frac{gr}{cc}}}$$

$$Fd_2 = 6$$

j) Calcular el volumen de fluido pesado a utilizar, para el llenado del pozo estático.

$$V_{fp2} = (V_{TOTAL})(Fd_2)$$

Donde:

V_{fp2} : Volumen de fluido pesado para el llenado del pozo, m^3

V_{TOTAL} : Volumen total de llenado al doble de su capacidad, m^3

Fd_2 : Factor de dilución de fluido pesado.

Para el pozo Águila 1 el volumen de fluido pesado para el llenado del pozo es:

$$V_{fp2} = (907m^3)(6)$$

$$V_{fp2} = (5348m^3)$$

5. Por último se calculan los volúmenes totales de la etapa a perforar.

a) Calcular el volumen de la corrida de la tubería en cuestión debido a posibles resistencias y arrastres de la tubería.

$$V_{CTR} = (V_{sub})(Fd_2)$$

Donde:

V_{CTR} : Volumen de la corrida de TR, m^3

V_{sub} : Volumen subtotal de llenado, m^3

Fd_2 : Factor de dilución del fluido pesado.

Aplicando los datos del pozo Águila 1 se tiene que:

$$V_{CTR} = (453m^3)(6)$$

$$V_{CTR} = (2674m^3)$$

b) Calcular el volumen de contingencia para la cementación.

$$V_{cont} = (V_{sub})(Fd_2)$$

Donde:

V_{cont} : Volumen de contingencia, m³

V_{sub} : Volumen subtotal de llenado, m³

Fd_2 : Factor de dilución del fluido pesado.

Para el pozo Águila 1 el volumen de contingencia es:

$$V_{cont} = (2674\text{m}^3)$$

c) Calcular el volumen muerto que debe quedar en los tanques de almacenamiento y cuyo valor es un 10% del volumen del fluido pesado.

$$V_{mue} = (0.1)(V_{fp1} + V_{fp2} + V_{CTR} + V_{cont})$$

Donde:

V_{mue} : Volumen muerto, m³

V_{fp1} : Volumen de fluido pesado para la perforación con P&D, m³

V_{fp2} : Volumen de fluido pesador para el llenado del pozo, m³

V_{CTR} : Volumen de la corrida de TR, m³

V_{cont} : Volumen de contingencia, m³

El volumen muerto necesario para la perforación del pozo Águila 1 es:

$$V_{mue} = (0.1)(535 \text{ m}^3 + 5348\text{m}^3 + 2674\text{m}^3 + 2674\text{m}^3)$$

$$V_{mue} = (1123\text{m}^3)$$

d) Calcular el volumen de bache final para P&D.

$$V_{bfin} = \left(\frac{25}{Fd_1} \right)$$

Donde:

Fd_1 : Factor de dilución para P&D

V_{bfin} : Volumen de bache final para pump and dump, m³

Aplicando los datos del pozo Águila 1 se tiene que:

$$V_{bfin} = \left(\frac{25}{11}\right)$$

$$V_{bfin} = (2\text{m}^3)$$

e) Calcular el volumen total de agua de mar para la perforación con P&D.

$$V_{mar} = (V_{fp1} + V_{bfin})$$

Donde:

V_{mar} : Volumen total de agua de mar para P&D, m³

V_{bfin} : Volumen de bache final para pump and dump, m³

V_{fp1} : Volumen de fluido pesado para la perforación con P&D, m³

Aplicando los datos del pozo Águila 1:

$$V_{mar} = (535 \text{ m}^3) + (2\text{m}^3)$$

$$V_{mar} = (538\text{m}^3)$$

f) Calcular el volumen total de fluido pesado.

$$V_{TOTALfp} = (V_{fp1} + V_{fp2} + V_{CTR} + V_{cont} + V_{mue} + V_{bfin})$$

Donde:

$V_{TOTALfp}$: Volumen total de fluido pesado, m³

V_{fp1} : Volumen de fluido pesado para la perforación con P&D, m³

V_{fp2} : Volumen de fluido pesador para el llenado del pozo, m³

V_{CTR} : Volumen de la corrida de TR, m³

V_{cont} : Volumen de contingencia, m³

V_{mue} : Volumen muerto, m³

V_{bfin} : Volumen de bache final para pump and dump, m³

Para el pozo Águila 1 se tiene que:

$$V_{TOTALfp} = (535 \text{ m}^3 + 5348\text{m}^3 + 2674\text{m}^3 + 2674\text{m}^3 + 1123\text{m}^3 + 2\text{m}^3)$$

$$V_{TOTALfp} = (12357\text{m}^3)$$

6.6 DISTRIBUCIÓN DE ACTIVIDADES PARA LA ETAPA DE TR 22"

Toda actividad por realizar en el desarrollo de la etapa de 22" debe ser respaldada por el programa de perforación y sujeta al límite técnico previsto en el mismo programa. La distribución de las actividades a desarrollar se describe en la siguiente tabla.

ETAPA TR 22"							
#	ACTIVIDAD	FASE	PROF (m)	LÍMITE TÉCNICO(hrs)	TIEMPO PROG (días)	TIEMPO PROG (días)	TIEMPO ACUM PROY (días)
1	Perforar con barrena tricónica de 26" con agua de mar y baches de lodo bentónico hasta 3150 m (400m)	P	3150	72.63	80.7	3.36	10.5
2	Aplicar técnica P&D a 3150m con lodo de 1.80 g/cc, con agua de mar de 1.03 g/cc perforando hasta 3350m (Densidad de mezcla de 1.11 g/cc) (200 m lineales)	P	3350	51.75	57.5	2.4	12.9
3	Circular tiempo de atraso para limpiar el pozo	CE		3.6	4	0.17	13.1
4	Bombear bache viscoso y desplazarlo con lodo pesado de 1.11 g/cc	CE		3.6	4	0.17	13.2
5	Efectuar viaje corto a lecho marino, reconocer fondo perforado y acondicionar para correr TR de 22", repasar en caso de ser necesario. Circular y bombear con lodo de 1.11	CE		17.1	19	0.79	14
6	Sacar sarta con barrena de 26" a superficie	CE		18	20	0.83	14.8
7	Estibar sarta en superficie	CE		3.6	4	0.17	15
8	Deslizar y cortar el cable de perforación de 2" del malacate principal	CE		2.7	3	0.13	15.1
9	Realizar preparativos y efectuar junta de seguridad con personal involucrado para correr TR	CE		1.8	2	0.08	15.2
10	Instalar equipo para correr TR de 22"	CE		3.6	4	0.17	15.4
11	Armar TR 22", X-80, 224.28 lb/ft, RL-45 (+/- 1123m)	CE		25.65	28.5	1.19	16.6
12	Desmantelar equipo para correr TR de 22"	CE		3.6	4	0.17	16.7
13	Meter Inner String con herramienta soltadora running tool y válvula de inundación abierta	CE		2.93	3.25	0.14	16.9
14	Inundar TR de 22", verificar circulación a través de válvula de inundación y posteriormente cerrar válvula con apoyo de un operador	CE		0.9	1	0.04	16.9
15	Bajar TR de 22" a nivel de lecho marino y desplazar el agua de mar por fluido bentonítico de 1.11	CE		17.1	19	0.79	17.7
16	Con apoyo del ROV meter TR de 22" en cabezal de baja presión y correr TR a fondo perforado, asentar cabezal de alta presión en cabezal de baja presión de acuerdo al procedimiento de la compañía de servicio	CE		18	20	0.83	18.5
17	Armar lingadas con side entry para cementar, probar líneas superficiales de control y efectuar junta de seguridad previa a la cementación de la TR, circular para romper geles	CE		4.5	5	0.21	18.7
18	Efectuar cementación de TR de 22" de acuerdo a programa de cementaciones desplazando lechada de cemento con agua de mar observando pozo con apoyo de ROV. (Cerrar 6 válvulas superiores del cabezal)	CE		16.2	18	0.75	19.5
19	Desconectar líneas superficiales de control, cabeza de cementación y liberar herramienta soltadora (running tool del cabezal de 18 3/4") según procedimiento de la compañía de servicio	CE		4.5	5	0.21	19.7
20	Sacar herramienta soltadora de 18 3/4" (running toll) e inner string a superficie y quebrar mismas	CE		5.4	6	0.25	20
21	Deslizar y cortar de cable de perforación de 2" del malacate principal	CE		2.7	3	0.13	20.1
	TOTAL DE LA ETAPA			279.86	310.95	12.98	

Tabla 7. Distribución de actividades de la etapa de 22"

Los registros en tiempo real tomados en el intervalo de la TR de 22" son el Rayos Gamma, resistivo, PWD y el sónico condicionado bajo solicitud.

Etapa TR 22"

Intervalo (m): 2222.8 – 2639

Fluido de Perforación: P&D 1.10 g/cm³ / Llenado 1.16 g/cm³

Resumen de Operación

Perforación y "Pump & Dump":

Perforo a 2463 m con circulación normal con bombeo de agua de mar y baches bentónicos de 1.05 g/cm³,

Continúo perforando a 2639 m con bombeo continuo de lodo de 1.10 g/cm³ para generar una DEC de 1.06 g/cm³ con sistema "Pump & Dump" (diluyo lodo pesado de 1.8 g/cm³). Circulo llenando pozo con lodo de 1.16 g/cm³ con sistema "Pump & Dump", observo circulación normal con ROV. Levanto sarta rotatoria a zapata de 36" libre, bajo a fondo perforado libre sin bombeo y rotación. Circuló con lodo base agua saturado salado con NaCl con sistema "Pump & Dump" registró al termino un PWD= 1.12 g/cm³ (volumen con CaCO₃ 30 kg/m³ medio y 30 kg/m³ grueso). Levanto sarta a superficie.

Introducción TR

Armo y meto TR de 22" X-80, 224.28 lb/pie RL-4S con zapata flotadora en modo auto llenado, conecto tramo de TR de 22" con cabezal de alta presión SMS-800 -18 ¾" 15K (longitud total de TR de 22" con cabezal 490.31 m, Peso TR= 325 Klb sin gancho). Inicio a meter con TP de 5 7/8" de 26.3 lb/pie S-130 "Inner String" (11 lingadas y 2 tramos), conecto lingada con "Cam tool" a cabezal 18 ¾" y bajó TR de 22" a nivel de mar e inundo la misma observando salida de agua de mar, continuo metiendo TR con "linner string", meto misma dentro de pozo a 2161 m, desplazo agua de mar en el interior de la sarta por lodo base agua saturado de NaCl de 1.49 g/cm³ , continuo metiendo zapata hasta 2613 m donde conecto lingada de cementar, lleno y rompo circulación con 8 bpm (67 epm) Pb=40 psi un total de 76 bbl. Verifico pesos de sarta

62-638-635 Klb y meto zapata de 22" a 2628.3 m donde asiento cabezal de alta presión SMS-800 de 18 ¾"-15K en "Housing" de baja presión, activo anillo de anclaje descargando peso total de TR de 22" (292 Klb) verifico anclaje tensionando sarta con 50 Klb ASP y posterior cargo 88 Klb (30% peso de TR) en posición para efectuar cementación.

Cementación

Con bomba del equipo bombeo 300 bbl (47.7 m3) de bache espaciador "TUNED SPACER III" para lodo base agua conteniendo 300 kilos de trazador para observar retorno de filudos, densidad=1.52 g/cm3, Q= 50 EPM, PB=300 psi, mezclo y bombeo 62.14 m3 (50.75 ton) de lechada de cemento "TUNED LIGHT", más aditivos químicos líquidos, BHST= 20°C, rendimiento= 61.22 lt/sk, densidad= 1.55 g/cm3 a Q= 4 bpm y PBBEO= 236 – 319 psi, mezclo y bombeo 68.81 m3 (97.05 ton) de lechada de cemento H solo, más aditivos químicos líquidos, BHST= 20°C, rendimiento= 35.45 lt/sk, densidad= 2.00 g/cm3 a un Q= 4 bpm y Pbb= 360 – 650 psi, seguido con UAP desplazo con 220 bbl de agua de mar densidad=1.03 g/cm3, Q= 7-3 bpm, PB=213 – 700 psi, observo salida del bache trazador por las válvulas inferiores del cabezal al llevar un volumen aproximado bombeado de 130 bbl, al igual que salida de cemento en lecho marino a los 86 bbl de desplazamiento, se cerraron las 6 válvulas del cabezal 36". Descargo el 100% del Peso de TR sobre el cabezal, observando ojo de buey en 0°, coloco en peso neutro (430 Klbs) y giro 5 vueltas a la derecha, liberando CAM TOOL, recupero herramienta e "Inner String" a superficie. Para cementar la etapa de la TR de 22" perforada con el método de P&D se usará una lechada con las características mostradas en la *Tabla 8* usando los accesorios mencionados en la *Tabla 9*.

DIÁMETRO TR (pg)	PROFUNDIDAD (m)	DENSIDAD DE LECHADAS (g/cm3)	CIMA DE CEMENTO (m)	BASE DE CEMENTO (m)	OBSERVACIONES
22	3,350	Lechada de llenado 1.55 g/cm3	2,227	3,150	Lechada llenado con HGS, controlador de flujo somero y KCl
		Lechada de amarre 1.95 g/cm3	3,150	3,350	Lechada de amarre con controlador de flujo somero y KCl

Tabla 8. Características de la lechada.

ACCESORIOS	
	1 zapata auto llenado-flotadora de 22" Doble Válvula, 224.28 lb/ft, RL-4S, X-80
	líneas, válvulas, uniones giratorias y adaptadores de alta presión
	equipo de monitoreo
	equipo de almacenamiento y dosificación de aditivos líquidos
	equipo de adquisición e impresión grafica de parámetros
	10 centradores flejes 22"X26"

Tabla 9. Accesorios para cementación.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El uso del método de “pump and dump” permite optimizar la perforación sin riser de la etapa inicial de un pozo en aguas profundas o ultra profundas logrando cumplir con el programa de perforación establecido dentro del límite técnico, maximizando la eficiencia y certidumbre de asentar exitosamente la tubería de revestimiento superficial de un pozo con las condiciones que se presentan dentro la operación para desarrollar un pozo de ciertas características.

Además de que el “pump and dump” ayuda a optimizar tiempos productivos y recursos económicos también repercute de manera positiva en lo operativo, ya que permite mantener la estabilidad de las paredes del agujero sin comprometer la abertura del mismo controlando posibles brotes de la formación mientras se perfora con el uso de lodo a densidades específicas según sea necesario, tomando en cuenta la profundidad, presión y características litológicas de la formación que se esté atravesando y así, lograr con éxito el objetivo.

Como se demostró a lo largo de esta tesis, es concluyente lo eficaz y benéfico que es aplicar este método, sin embargo, es importante mencionar que para poder tener éxito en la operación debe tomarse en cuenta todas las variantes que implica aplicar el pump and dump desde el equipo y herramientas a utilizar, la capacitación del personal, la logística operativa, el funcionamiento de los equipos flotantes hasta las condiciones metoceanicas presentes por lo que a continuación se enlistan algunas recomendaciones que permitirán ejecutar correctamente este método:

- Es indispensable verificar que el personal involucrado tenga pleno conocimiento de las actividades que va a ejecutar, porque la carencia de capacitación genera problemas.
- Este es un método que se utiliza para pozos en aguas profundas y ultra profundas en el proceso de la perforación sin riser, por lo que es indispensable en lo operativo considerar un exceso del 50% adicional en los volúmenes de lodo estimados por potenciales pérdidas de circulación.
- Durante la entrada y salida de la barrena del pozo observar con el ROV que no existan flujos del pozo (de agua o gas) porque si existen quiere decir que la técnica no está funcionando y será necesario modificar la densidad del lodo.

- Minuciosa distribución de la carga dinámica para la estabilidad del equipo flotante.
- Tener en cuenta el área y espacio requerido para instalar el equipo de mezclado.
- Tener presentes las condiciones oceánicas para el abastecimiento del lodo a utilizar para no comprometer el éxito de la operación ya que en el Golfo de México los nortes (frentes fríos) de septiembre a febrero afectan las operaciones marítimas, así como la carga y descarga de MS del abastecedor en los equipos flotantes comprometiendo la continuidad de las operaciones.

Una vez tomadas en cuenta todas las variables vistas a lo largo de esta tesis y haber contemplado las condiciones operativas programadas o las que llegaran a suscitarse durante la aplicación del método de “pump and dump”, es preciso recalcar que debe de haber supervisión constante durante toda la operación para conocer lo que está pasando tanto en superficie cómo a boca de pozo y así, lograr exitosamente el objetivo establecido en el uso de dicho método.

8. APÉNDICE

ROV (“REMOTE OPERATED VEHICLE”): Vehículo de operación remota que se usa para supervisar en tiempo real la boca de pozo en aguas profundas y ultra profundas mientras se perfora o se interviene; posee sensores, cámaras y dos brazos que ayudan con algunas actividades en las profundidades.

ROP (“RATE OF PENETRATION”): La tasa de penetración se define como la velocidad con la que la sarta profundiza al construir el pozo en función del tiempo, así como a toda actividad operativa que agilice la rapidez con la que se perfora.

LMRP (“LOWER MARINE RISER PACKAGE”): Accesorio que permite conectar y desconectar el riser del “stack” de preventores en caso de condiciones climatológicas adversas, así como para cambiar el elemento sello del preventor esférico superior. La traducción es paquete inferior del riser marino.

BOP (“BLOW OUT PREVENTER”): Sistema de válvulas (preventores) que permite controlar los influjos o aportes que pueden ocurrir durante la perforación de un pozo estrangulando y confinando los fluidos, también permite incorporar fluidos al pozo con mayor seguridad.

LARS (“LAUNCH AND RECOVERY SYSTEM”): Es el sistema con el que es desplegado y recuperado en el mar el ROV. Este sistema se encarga de elevar el vehículo de operación remota a plataforma a través de una grúa, también tiene un mecanismo de tracción y remolque que es capaz de subir y bajar el ROV al mar, además posee un sistema de control con el que se maneja el LARS.

RIG Es el equipo de perforación montado en un equipo flotante (plataforma o barco) para la perforación y construcción de un pozo petrolero.

FPU (“FLOATING PRODUCTION UNIT”): Las unidades flotantes de producción son los barcos o plataformas que sirven sólo para el manejo y la administración de la producción un yacimiento petrolero en aguas profundas y ultra profundas.

MODU (“MOBILE OFFSHORE DRILLING UNIT”): Unidad móvil de perforación en altamar es aquella plataforma o embarcación que puede perforar en un punto y cambiar de localización una vez terminada la operación para perforar otro pozo.

RISER: El riser es la tubería que se utiliza con el fin de comunicar el pozo ubicado en aguas profundas y ultra profundas con el equipo superficial.

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- I. Benítez, M. (1979). Apuntes de fluidos de perforación. México DF, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- II. Bowers, G. (1999). Estado del arte en la estimación del gradiente de fractura. Houston, Texas: Knowledge Systems, Inc.
- III. Burgoyne, A., Millheim, K., Chenevert, M, I., Young, F. (1986). Applied drilling engineering. USA: Society of Petroleum Engineers.
- IV. Clark; R, Scheuerman R." Polyacrylamide-Potassium Chloride Mud for Drilling Water Sensitive Shales" 2019.
- V. Cruz, F, A, "Cementación de tuberías de revestimiento riserless con aplicación de técnica Inner String en proyectos de aguas profundas" Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero, ESIA, IPN, 2017.
- VI. Ebeltoft, H., Yousif, M, I., Soergård, E.:" Hydrate Control During Deepwater Drilling: Overview and New Drilling-Fluids Formulations" SPE 68207, SPE Drilling & Completion, marzo 2001, 8.
- VII. Espinosa, R. (2013). Perforación en México de pozos petroleros en aguas profundas. México: PEMEX Exploración y Producción.
- VIII. Flores, L, A, "Terminación de un pozo en aguas profundas con el uso de sarta DST con telemetría acústica" Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2013.
- IX. García, G." El análisis de los tiempos no productivos como herramienta para la descripción de los problemas durante la perforación" 2016.
- X. Halliburton. (2014). Mix on the fly system. USA.
- XI. Hinojosa, I, "Estado del arte de la perforación y diseño de pozos en aguas profundas para yacimientos pre-sal" Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2016.
- XII. Johnson, M, I., Rowden, M.:"Riserless Drilling Technique Saves Time and Money by Reducing Logistics and Maximizing Borehole Stability", SPE 71752, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nuevo Orleans, Louisiana, 2001.

- XIII. Mogbolu, P, I., John, M.: "Prediction of onset of gas hydrate formation in offshore operations." SPE 172837, SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, agosto 5-7, 2014.
- XIV. Oceaneering (2021), "ROV", USA.
- XV. Olvera, J, "Planeación de la perforación del pozo LEEK-1" Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero, ESIA, IPN, 2010.
- XVI. Ovando, J, F, "Apuntes de perforación de pozos en aguas profundas y ultra profundas" Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2019.
- XVII. PEMEX. (2006). Guía para la selección de barrenas. México: Perforación y Mantenimiento de pozos.
- XVIII. Sanchez, A. (2019). Perforación de pozos en aguas profundas método de pump and dump [material del aula]. México DF, Ciudad de México: Facultad de ingeniería UNAM.
- XIX. Sloan, E.: "Natural Gas Hydrates", SPE 23562, Journal of Petroleum Technology, 43, diciembre 1991.
- XX. Ucha, G. (2019). Perforación de pozos en aguas profundas [material del aula]. México DF, Ciudad de México: Facultad de ingeniería UNAM.
- XXI. Warren, T. Lesso, B. Fontenot, K. (2005), "Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento", Houston Texas USA, Tesco corporation.