



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Apuntes de perforación de
pozos en aguas profundas y
ultraprofundas.**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero petrolero

P R E S E N T A

Jose Francisco Ovando Alvarado

DIRECTORA DE TESIS

Ing. Diana Minerva José José



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019.



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.



Índice.

Introducción

1. Equipos y unidades usados en aguas profundas y ultraprofundas.	1
1.1 Clasificación de los equipos de perforación marinos	1
Tension Leg Plataform	2
1.1.2 Semisumergible	3
1.1.3 Barco perforador	4
1.1.4 SPAR	5
1.1.5 Sistemas submarinos	10
1.2 Preventores submarinos	11
1.3 Riser marino	17
1.4 Cabezales submarinos	24
1.5 ROV	
2. Diseño de pozos para aguas profundas y ultraprofundas	28
2.1 Hidratos de gas	28
2.2 Riesgo somero	31
2.3 Estudios metoceanicos	35
2.4 Perforación direccional	39
2.5 Geopresiones	65
2.6 Asentamientos de tuberías de revestimiento	72
2.7 Fluidos de perforación	82
2.8 Sartas de perforación	108
2.9 Selección de barrenas	123
2.10 Diseño de tuberías de revestimiento	137
2.11 Cementación de pozos	175
3. Operaciones en aguas profundas y ultraprofundas	195
3.1 Jetteo	195
3.2 Pump and dump	205
Conclusión	222
Índice de figuras	224
Índice de tablas	227
Referencias	229



Nomenclatura.

Altura del P_n	Altura del punto neutro.	m
A, A_{Trans}	Área de sección transversal.	in ²
Azi	Azimuth.	Grados
A, B, C, F, G	Coeficientes empíricos.	Adimensional
α	Factor de corrección por tamaño de grano.	α = 1
BF	Fuerza de flotación.	lb
B_n	Número de aletas, en función del número de cortadores.	Adimensional
BUR	Tasa de construcción.	Grados/30.5 m
Cap TR	Capacidad de a tubería.	lt/m
Cap TP	Capacidad de la TP.	lt/m
Cap Liner	Capacidad del liner.	lt/m
Cap Ag	Capacidad del agujero de la buchaca.	lt/m
Cap EA	Capacidad del espacio anular.	lt/m
C	Costo por metro perforado.	dls/m
C_B	Costo de la barrena.	dls
C_E	Costo del equipo.	dls
C, C_N	Conductividad.	Ampere
C_S	Diámetro de cortadores.	in
σ	Esfuerzo efectivo o de la matriz.	psi
C_b	Módulo de compresibilidad.	Adimensional
C_n	Número de cortadores.	Adimensional
CCV	Velocidad de transmisión de la onda compresiva en la roca de confinamiento.	m/s
Dh₁	Desplazamiento horizontal parcial de la primera curva.	m
Dh₂	Desplazamiento horizontal parcial de la tangente.	m
Dh₃	Desplazamiento horizontal parcial de la segunda construcción de la curva.	m
Dh₄	Desplazamiento horizontal hasta el objetivo.	m
Dh_t	Desplazamiento horizontal total.	m
DH	Desplazamiento horizontal.	m
D_a	Densidad del agua.	gr/cc
D_C	Densidad del cemento.	3.15 gr/cc
D	Densidad de la lechada.	gr/cc
D_{bc}	Diámetro de la buchaca.	in
D_{BNA}, D_{Pozo}	Diámetro del agujero.	in
D_{TP}	Diámetro externo de la TP.	in
D_{TR}, D	Diámetro externo de la TR.	in



D_{DC}	Diámetro externo de los DC.	in
d	Diámetro interior de la tubería.	in
d_C, d_{CN}	Exponente de Eaton.	Adimensional
D_M	Metros desarrollados totales hasta el objetivo.	m
D₂	Profundidad vertical al final de la curva de incremento.	m
D₃	Profundidad vertical al final de la sección tangente.	m
D₄	Profundidad vertical al final de la curva de decremento total.	m
D₅	Profundidad vertical al final de la curva de decremento parcial.	m
D_i	Profundidad.	m
D/t	Relación de esbeltez de la tubería.	Adimensional
DLS	Severidad de pata de perro.	Grados/30.5 m
DOR	Tasa de caída.	Grados/30.5 m
ECD	Densidad equivalente de circulación.	gr/cc
E_S	Energía mecánica específica.	J/Kg
E_b	Espacio entre baches viscosos.	36 m
EOB	Final de la construcción.	m
EOB MD	Metros desarrollados al final de la construcción.	m
E	Módulo de Young.	30x10 ⁶ psi
Fd₁	Factor de dilución para pump and dump.	Adimension al
Fd₂	Factor de dilución del fluido pesado.	Adimensional
F_f	Factor de flotación.	Adimensional
F_S	Factor de seguridad.	1.15 -1.20
G_{fractura}	Gradiente de fractura.	psi/ft
G_l	Gradiente de fluido más pesado.	gr/cc
G_{gas}	Gradiente de gas.	0.37705psi/m
G_{fN}	Gradiente de presión de formación normal.	1.03 gr/cc
G_r	Gradiente de respaldo.	1.078 gr/cc
G_S	Gradiente de sobrecarga.	psi/ft
G	Módulo de cizallamiento.	Adimensional
H_{max}	Altura vertical máxima de flujo en la zapata de la TR.	m
H_{CIMA}	Cima del intervalo a perforar.	m
H	Intervalo perforado.	m
KI	Intensidad del brote.	gr/cc
K	Módulo volumétrico.	Adimensional
KOP	Punto inicial.	m
L_{ARC1}	Longitud del arco de incremento.	m
L_{ARC2}	Longitud del arco de decremento.	m



L_{DC}	Longitud de los DC.	m
L	Longitud del intervalo perforado y del fluido de respaldo.	m
L_{C1}	Longitud de la primera construcción de la curvatura.	m
L_{C2}	Longitud de la segunda construcción de la curvatura.	m
$L_{TAN1,2}$	Longitud de tramos tangentes.	m
L_{TP}	Longitud de la TP.	m
LPD	Límite de presión diferencial.	psi
L_{VTD}	Profundidad vertical verdadera total del pozo.	m
MOP	Margen de jalón.	100,000 lb
MD	Metros desarrollados.	m
$MAASP$	Presión de superficie anular máxima permitida.	psi
N_b	Número de baches viscosos.	Adimensional
N_s	Número de sacos de cemento.	Adimensional
N	Velocidad de la mesa rotaria.	m/hrs
θ	Inclinación del pozo.	Grados
\emptyset	Porosidad.	Porcentaje
ρ_a	Densidad del acero.	7.85 gr/cc
ρ_{Mar}	Densidad del agua de mar.	1.03 gr/cc
ρ_{ef}	Densidad equivalente de fondo.	gr/cc
ρ_{efmin}	Densidad equivalente de fondo mínima.	gr/cc
ρ_f	Densidad del fluido de control o perforación.	gr/cc
ρ_i	Densidad del fluido de control a la profundidad final del asentamiento.	gr/cc
ρ_{fcorr}	Densidad de fluido de control corregida.	gr/cc
ρ_F	Densidad del fluido de perforación.	gr/cc
ρ_K	Densidad del fluido invasor.	gr/cc
ρ_{fp}	Densidad del fluido pesado.	gr/cc
ρ_m	Densidad de la mezcla.	gr/cc
ρ_{mll}	Densidad de la mezcla de llenado.	gr/cc
P_{TP}	Peso en el aire de la TP.	lb
P_{DC}	Peso de los DC en el aire.	lb
P	Peso de un saco de cemento.	50 kg
P_c	Presión de colapso.	psi
P_{c_c}	Presión de colapso de cedencia.	psi
P_{c_p}	Presión de colapso plástico.	psi
P_{c_t}	Presión de colapso de transición.	psi
P_{c_e}	Presión de colapso elástico.	psi
ΔP	Presión diferencial.	kg/cm ² ó psi
P_F	Presión de fractura.	psi



P_h	Presión hidrostática.	psi
Ph_1	Presión hidrostática ejercida por el agua de mar.	kg/cm ²
Ph_2	Presión hidrostática a la profundidad de asentamiento.	kg/cm ²
Ph_3	Presión hidrostática ejercida por la densidad equivalente de fondo.	kg/cm ²
P_i	Presión interna o resistencia mínima al estallido.	psi
P_{iny}	Presión de inyección.	psi
P_{ie}, P_{res}	Presión interna efectiva o resultante.	psi
P_p	Presión de poro.	psi
P_{rs}	Presión de respaldo en superficie.	psi
P_{rf}	Presión de respaldo en el fondo.	psi
P_s	Presión de sobrecarga.	psi
P_s	Presión en superficie.	psi
$Prof_{TR}$	Profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.	m
$Prof TR$	Profundidad de asentamiento de la tubería.	m
$Prof con Mesa rotaria$	Profundidad considerando elevación de la mesa rotaria.	m
P_r	Profundidad del fluido de respaldo.	m
PSB_{Max}	Peso máximo que se espera darle a la barrena.	lb
P_m	Profundidad media, metros desarrollados totales.	m
$Prof_{TOC}$	Profundidad del tope de cemento.	m
Q	Gasto.	gpm
R_2	Radio de caída.	m
R_1	Radio de construcción.	m
R, R_c	Radio de curvatura.	m
R_C	Rendimiento del cemento.	lt/saco
R, R_N	Resistividad.	Hoom/m
R_T	Resistencia a la tensión.	lbs
R_p	Ritmo de penetración.	m/hrs
ROP	Velocidad de perforación.	m/hrs
SOD	Comienzo de la caída.	m
$SOD MD$	Metros desarrollados al comienzo de la caída.	m
$SOD TV$	Profundidad vertical verdadera al comienzo de la caída.	m
t	Espesor de pared de la tubería.	in
TVD	Profundidad vertical verdadera.	m



T_{MAX}	Tensión máxima.	lb
t_R	Tiempo efectivo de rotación.	hrs
TA	Tirante de agua.	m
$\Delta t, \Delta t_N$	Tiempo de tránsito.	$\mu\text{seg}/\text{m}$
Δt_C	Tiempo de tránsito compresional.	$\mu\text{seg}/\text{m}$
Δt_S	Tiempo de tránsito de cizallamiento.	$\mu\text{seg}/\text{m}$
Δt_{ma}	Tiempo de tránsito a través de la matriz de la roca.	$\mu\text{seg}/\text{m}$
Δt_f	Tiempo de tránsito a través del fluido en el poro.	$\mu\text{seg}/\text{m}$
t_p	Tiempo de perforación.	hrs
t_v	Tiempo de viaje.	hrs
U	Constante para la ecuación de Bowers en el Golfo de México.	3.13
UCS	Esfuerzo compresivo sin confinamiento.	psi
V_1	Altura de la primera construcción.	m
V_3	Altura de la primera construcción de la curvatura después de la tangente.	m
V_2	Altura de la tangente.	m
$V_0, A \text{ y } B$	Parámetros de calibración para la ecuación de Bowers.	Adimensional
ν	Relación de Poisson.	Adimensional
VS	Sección vertical.	m
Δv_S	Velocidad de cizallamiento.	m/hrs
V_2	Volumen de afluencia en el fondo alrededor del BHA.	lt
V_A, V_a	Volumen de agua por saco de cemento.	lt/saco
V_{agua}	Volumen de agua total para la lechada.	lt
V_S	Volumen de arcillas.	Porcentaje
V_{Bache}	Volumen del bache.	lt
V_{bfin}	Volumen bache final para pump and dump.	m^3
V_{BL}	Volumen en boca del liner.	lt
V_{bc}	Volumen de la buchaca.	lt
V_{cTR}	Volumen de corrida de TR.	m^3
V_{Cont}	Volumen de contingencia.	m^3
V_{TP}	Volumen dentro de la TP.	lt
$V_{sección}$	Volumen de la etapa perforada.	lt
V_{EA}, V_{an}	Volumen del espacio anular.	lt
V_{cz}	Volumen entre cople y zapata.	lt
V_{zap}	Volumen de flujo en la zapata de la TR.	lt



V_{fp2}	Volumen de fluido pesado para el llenado de pozo estático.	m^3
V_{fd}	Volumen del fluido diluido.	m^3
V_{fp1}	Volumen de fluido pesado para perforar con la técnica pump and dump.	m^3
V_{Mue}	Volumen muerto.	m^3
V_b	Volumen ocupado por cada bache.	$20 m^3$
V_{Pozo}	Volumen del pozo con un 30% más para descalibre.	m^3
V_s	Volumen de saco de cemento.	lt/saco
V_{sub}	Volumen subtotal de llenado para pump and dump.	m^3
$V_{traslape}$	Volumen en el traslape.	lt
V_{Mar}	Volumen total de agua de mar para la perforación con pump and dump.	m^3
$V_{Tot.Fluido}$	Volumen total de fluido de perforación.	bls
V_{Tb}	Volumen total de los baches ocupados.	m^3
V_{totc}	Volumen total de cemento.	lt
V	Volumen total de lechada.	lt
V_{Tot}	Volumen total de llenado al doble de su capacidad para pump and dump.	m^3
V_{Totfp}	Volumen total de fluido pesado.	m^3
$V_{Tubería}$	Volumen de la tubería.	lt
V_{TRA}	Volumen de la tubería anterior (conductora).	m^3
W_{DC}	Peso nominal de los DC.	lb/ft
W_{TP}	Peso nominal de la TP.	lb/ft
W_N	Peso nominal de la tubería.	lb/ft
W	Peso sobre la barrena.	lb
X_2	Desplazamiento horizontal al final de incremento.	m
X_3	Desplazamiento horizontal al final de la sección tangente.	m
X_5	Desplazamiento horizontal al final de la curva de decremento total.	m
X_6	Desplazamiento horizontal hasta el objetivo.	m
X	Longitud de la columna de fluido.	m
Y_s	Esfuerzo de cedencia.	lb/in ²
Y	Longitud de la columna de gas.	m



Introducción.

El presente trabajo de tesis es una recopilación de apuntes sobre la perforación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas; cuyo objetivo principal se enfoca en ampliar el análisis de los pozos petroleros marinos para que el ingeniero petrolero conozca sobre sus características y operaciones, que en el campo son necesarios durante la perforación de pozos llevada a cabo en el fondo marino.

La característica principal para pozos de aguas profundas y ultraprofundas es el tirante de agua, que en el primer de los casos se encuentra entre 500 a 1500 metros y para el segundo es mayor de 1500 metros. Son perforados desde una unidad flotante en el mar, llámese plataforma de perforación o barco perforador y cuentan con una infraestructura submarina que permite conectar y acceder al pozo desde superficie.

El desarrollo de campos en aguas profundas y ultraprofundas se ha incrementado en los últimos años para México, puesto que según García K. (El economista, 2018) se considera que en estos entornos es en donde se tiene la cuarta parte de los recursos prospectivos de hidrocarburos. Lo que representa para el ingeniero petrolero la necesidad de estudiarlos y comprenderlos, para adquirir nuevas competencias en el área laboral.

El trabajo fue desarrollado con el interés académico de complementar el temario de la asignatura optativa de perforación de pozos en aguas profundas y de la necesidad de profundizar los conocimientos de los alumnos sobre los contenidos aprendidos al cursar la asignatura, puesto que es un tema de alcance mundial para el cual se tiene poca literatura y que requiere la actualización constante por parte del ingeniero.

El trabajo se centra en guiar al ingeniero en los procesos y los criterios que anteceden al diseño de pozos en aguas profundas y ultraprofundas, así mismo sobre el desarrollo de algunas operaciones de perforación costa a fuera.

El capítulo 1 informa al ingeniero sobre los equipos y características útiles para perforación en el fondo marino. Iniciando con una descripción de las unidades de perforación flotantes, así como equipos para proceso de los hidrocarburos extraídos. Después se enfoca en desglosar la infraestructura submarina que establece la conexión de la unidad flotante al fondo marino integrada por el riser de perforación, el stack de preventores y el cabezal submarino. El capítulo concluye con el ROV, un equipo innovador que permite EL monitoreo en tiempo real de los procedimientos llevados a cabo más allá del fondo marino, siendo la única fuente televisiva de la operación.

El capítulo 2 introduce al ingeniero en los pros y contras, así como el procedimiento de diseño para la perforación en entornos marinos. Inicia dando a conocer las problemáticas a las que se enfrenta la perforación en el fondo marino, entre la posible formación de hidratos de gas, manifestaciones someras de agua o gas y factores meteoceánicos. Después se enfoca en definir los antecedentes al diseño del pozo como la trayectoria y coordenadas del objetivo que delimitan si la perforación será vertical o direccional, el margen de perforación y las posibles etapas que integrarán al pozo y serán verificadas. Para concluir el capítulo se definen los parámetros en los que se desarrollará el diseño del pozo como lo es el programa de fluidos de perforación, diseño de la sarta para la perforación, la selección



Perforación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas.



de barrenas, el análisis de cargas para las tuberías que revestirán el pozo y la cementación de dichas tuberías.

El capítulo 3 es el último apartado que integra el trabajo y está referido a las operaciones que brindan la estabilidad del pozo, y tienen lugar en las primeras etapas de perforación. La primera operación para describir es el Jetteo, un procedimiento mediante el cual se perfora y asienta la tubería conductora para pozos de aguas profundas o ultraprofundas. Concluye con el pump and dump, técnica que permite asentar la tubería superficial del pozo lo más profundo posible y con ello librar el margen estrecho característico de los pozos marinos.



Agradecimientos.

A la universidad.

Por darme la oportunidad de formar parte de su alumnado y brindarme los recursos necesarios para crecer como un profesional digno de representar a la máxima casa de estudios.

A la Facultad de ingeniería.

Por ser mi centro de aprendizaje incondicional en buenos y malos momentos, y aportarme las facultades de un ser productivo para la sociedad.

A mis profesores de la facultad.

Por su constante transmisión del conocimiento, experiencias y orientaciones de su vida profesional.

Para mi directora de tesis Ing. Diana Minerva José José.

Le agradezco el tiempo invertido desde sus clases motivadoras, experiencia profesional, académica y el apoyo incondicional durante el desarrollo del presente trabajo que forjará el aprendizaje de futuros ingenieros.

A mis sinodales.

Por darse el tiempo de revisar el trabajo, a pesar de su extensión, y brindarme sus observaciones para mejorar el contenido de este material que sin duda espero logre satisfacer las necesidades de aprendizaje de futuros ingenieros.

A mis padres.

Por ser la fortaleza y apoyo durante toda mi trayectoria escolar, en las bajadas y subidas que tuvieron lugar para la culminación de mi trabajo. Y el esfuerzo que con el sudor de su trabajo me brindaron, para tener un futuro estable dentro de la sociedad.

A mis amigos Laydeé Guzmán, Juan Flores y Héctor Santos.

Por los aprendizajes, convivencias y experiencias que hicieron inolvidable la etapa universitaria.

Capítulo 1. Equipos y unidades utilizados en aguas profundas y ultraprofundas.

1.1 Clasificación de los equipos de perforación marinos.

Cuando un operador requiere perforar un pozo, el equipo que selecciona debe ser capaz de realizar la perforación de manera eficiente y segura, pero al mismo tiempo debe ser adecuada para la naturaleza de la operación.

Los equipos de perforación se clasifican como se muestra a continuación **fig. 1.1**:

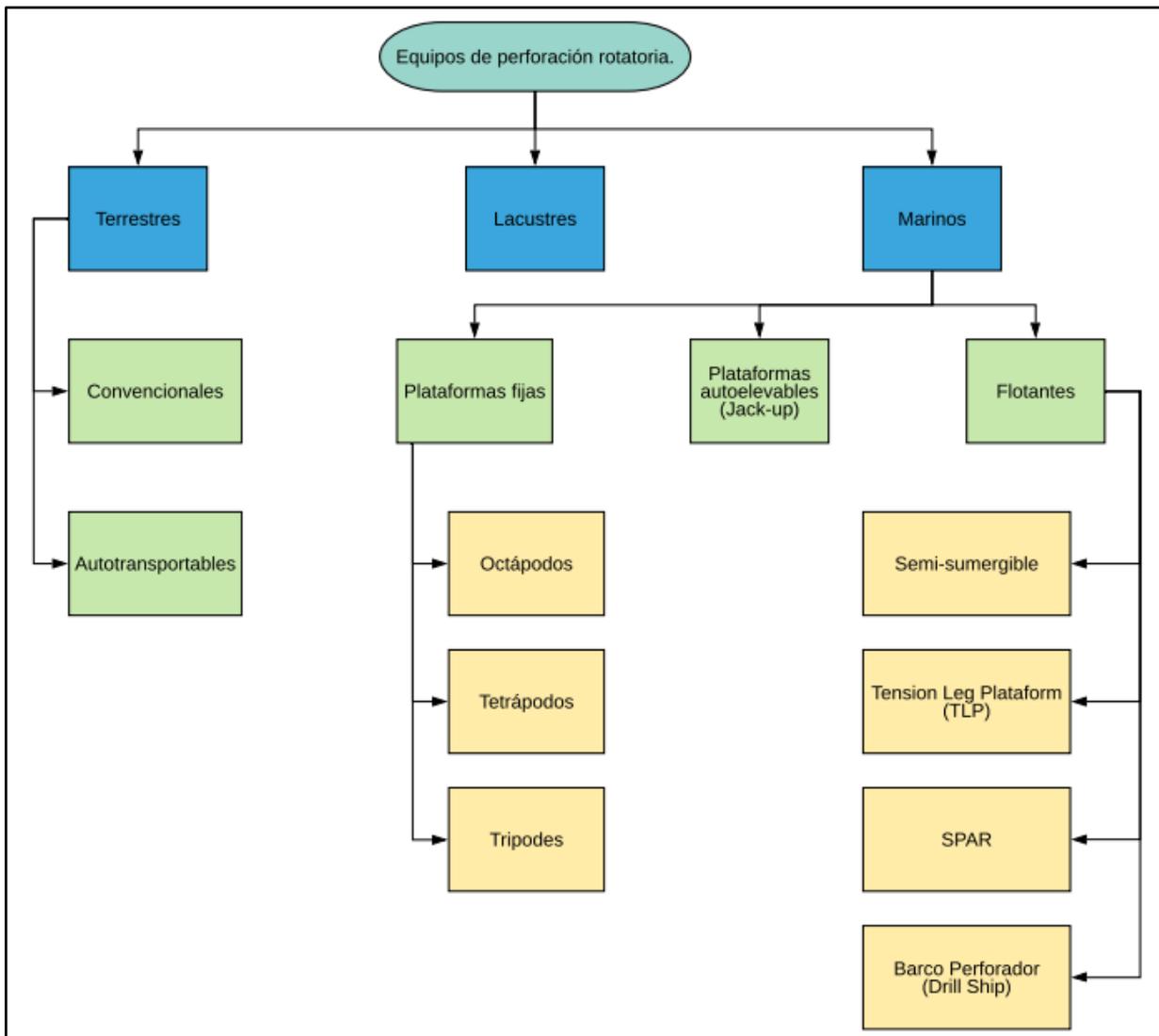


Figura 1.1 Clasificación de los equipos de perforación rotatoria. (José, 2017).

Tirante de agua.

El tirante de agua se define como la distancia que existe desde el espejo de agua en superficie al lecho marino y es una característica importante para elegir un equipo marino.

La clasificación con respecto a la profundidad del tirante de agua es la siguiente:

- Aguas someras: 0-500 metros.
- Aguas profundas: 500-1500 metros.
- Aguas ultraprofundas: más de 1500 metros.

A continuación, se muestran las plataformas en relación con la profundidad del tirante de agua **fig. 1.2**:



Figura 1.2 Plataformas en relación con el tirante de agua. (OilNow, 2017).

En este trabajo se analizarán los equipos utilizados para perforar pozos en aguas profundas y ultraprofundas.

1.1.1 Tension Leg Platform (TLP), Plataforma de piernas tensionadas.

Plataforma con piernas tensionadas (TLP), por sus siglas en inglés, consiste en una estructura con soportes flotantes anclados verticalmente, donde las líneas de fondo se mantienen en tensión debido a la flotabilidad de la plataforma. Están sujetas mediante cables de ancla fijados en el fondo marino y se mantienen a la superficie mediante columnas flotantes de tal forma que eliminan las oscilaciones verticales de la estructura y donde los únicos movimientos verticales provienen del estiramiento elástico de las líneas. Los movimientos laterales existen, y esto hace que la unidad se mueva lateralmente desde su línea central, además permite el uso de árboles superficiales o secos.

La tensión en las líneas se logra sumando o restando lastre, por medio del bombeo de agua dentro y fuera del casco. De ahí que las líneas de tensión sean cables de acero generalmente de 24 a 32 pulgadas de diámetro con espesores de 1 a 2 pulgadas.

La TLP convencional tiene un diseño de 4 columnas aparentando una semisumergible. Se utilizan en rangos de tirantes de agua de 600 metros a 2,000 metros, **fig. 1.3**.

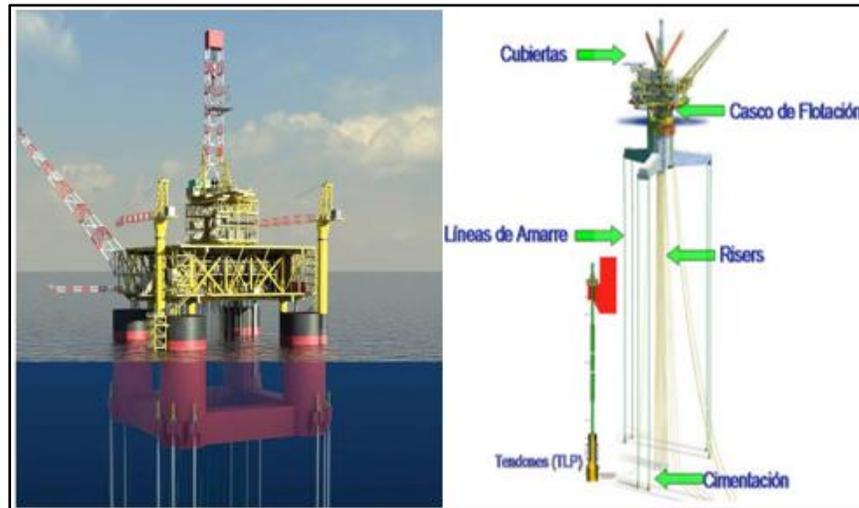


Figura 1.3 Sistema flotante TLP (convencional) y sus componentes. (Amador, 2018).

1.1.2 Semisumergible.

Son unidades estabilizadas por columnas que tienen la capacidad de flotar y perforar en las profundidades alcanzables mediante barcos.

Por lo general son estructuras rectangulares con dos, tres o cuatro columnas verticales de sección circular instaladas debajo de la cubierta en cada lado, terminando en cascos de pontones submarinos que contienen grandes tanques de lastre, combustible y agua dulce. Las columnas y los pontones proporcionan la flotabilidad para mantener la unidad a flote, y algunos de los tanques en ellos pueden ser lastrados para sumergirla a una profundidad suficiente para maximizar la estabilidad y minimizar el movimiento en reacción a las fuerzas de las olas proporcionando una plataforma estable para la perforación. Además de proporcionar estabilidad las columnas también soportan la plataforma, **fig. 1.4**.

Existen dos tipos de sistemas responsables para la posición de la unidad flotante, ya sea que se utilice el sistema de anclaje o el sistema de posicionamiento dinámico.

El sistema de anclaje se compone de 8 a 12 anclas y cables o cadenas, que actúan como resortes y producen esfuerzos capaces de restaurar la posición de la plataforma.

En el sistema de posicionamiento dinámico no existe ninguna conexión física de la plataforma con el lecho marino, los sensores acústicos determinan la deriva, y con los propulsores en el casco accionados por computadora se restaura la posición del equipo. Este último se usa para perforar en zonas con tirantes de agua de hasta 3,048 metros (10,000 pies).



Figura 1.4 Componentes de una Plataforma Semisumergible de posicionamiento dinámico. (Medina, 2014).

El desarrollo y evolución de las plataformas está condicionado a la profundidad que el equipo pueda alcanzar, a la reducción de los movimientos causados por factores meteoceánicos y a su capacidad de carga. A continuación, se muestra una tabla (**tabla 1.1**) donde se aprecian las generaciones de una plataforma semisumergible

Tabla 1.1 Plataformas Semisumergibles por generación.

Generación	Profundidad de agua	Carga de la plataforma
I	600 ft	--
II	2,000 ft	2,000 T
III	3,000 ft	3,000 T
IV	4,000 ft	5,000 T
V	7,500 ft	7,000 T
VI	10,000 ft	8,000 T

Nota. Modificado de (Leffler, 2003).

1.1.3 Barco Perforador.

Es un barco sobre el cual se instala un equipo de perforación con todo lo necesario para efectuar trabajos de su tipo en el mar.

Debido a su casco convencional en forma de barco son más propensos al movimiento, por lo que están sujetos a periodos de inactividad más largos debido a la acción del viento y las olas. Utilizan un sistema de anclas en mares poco profundos o un sistema de posicionamiento dinámico en aguas más profundas.

Suelen tener una capacidad de almacenamiento mucho mayor para combustible, agua, fluidos de perforación y otros consumibles (como cemento, barita, bentonita) por lo que son útiles en áreas lejanas que necesitan un apoyo limitado.

Su tamaño oscila entre 500 y 36,000 toneladas de peso muerto, aunque la mayoría son de 5,000 a 10,000 toneladas. Pueden perforar en aguas someras de 200 metros hasta aguas profundas de 1,500 metros.

El anclaje de los barcos perforadores es similar al empleado por equipos semisumergibles. Deben ser considerados para usarse en áreas con olas de poca altura y vientos con bajas velocidades.

Actualmente (2019) la compañía Transocean en un contrato con BHP Billiton cuenta con un barco de perforación *Deepwater Invictus* que opera en el Golfo de México en el Campo Trión, **fig. 1.5**.



Figura 1.5 Buque de perforación *Invictus* - BHP Billiton. (Energy Global News, 2017).

1.1.4 SPAR.

Este tipo de plataformas mantiene su flotación por medio de cilindros de gran diámetro cargados en la parte inferior para mantenerlos en la posición vertical. Ocho a dieciséis combinaciones de cables y cuerdas sintéticas y cadenas amarran los cascos al lecho marino. La estructura cilíndrica tiene hasta 213.36 metros de largo y de 24.38 a 45.72 metros de diámetro, el mástil flota como un iceberg, tiene suficiente espacio libre para permitir una cubierta seca en la parte superior; además el cilindro actúa como protección para el riser y equipos.

Debido a su gran contrapeso en la parte inferior tienen muy poco movimiento vertical, pero puede haber desplazamientos laterales por efectos de vientos y corrientes, **fig. 1.6**.

Tienen la capacidad mediante un ajuste de tensión en las líneas de amarre, para moverse horizontalmente y posicionarse sobre pozos a cierta distancia de la ubicación principal.

Es usada para efectuar actividades tanto de perforación como de producción al mismo tiempo, ya que posee gran estabilidad; además permite el uso de árboles superficiales o secos.

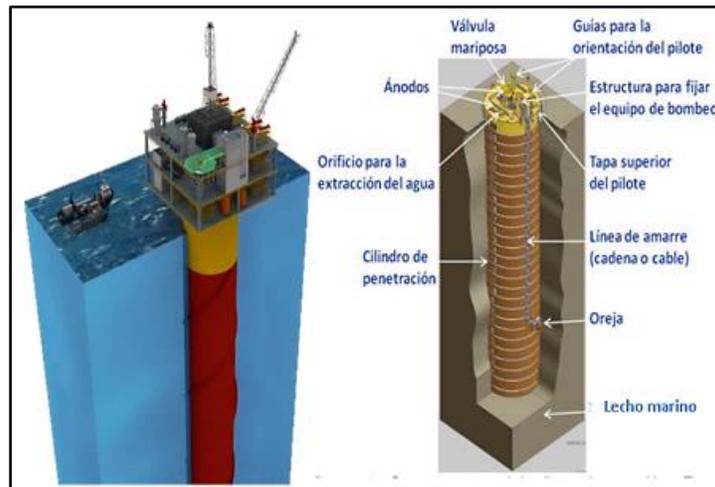


Figura 1.6 Plataforma Spar y sus componentes. (Amador, 2018).

Existen 3 tipos de plataformas Spar **fig. 1.7**.

Tradicional. Las plataformas clásicas son las primeras y consisten en grandes cilindros de acero, con tanques de lastre pesados ubicados en la parte inferior del cilindro.

Truss. Son una evolución de las tradicionales con un cilindro más corto y presentan una estructura de armadura conectada al fondo del tanque. Esta estructura consta de cuatro miembros ortogonales grandes de “patas” con abrazaderas en X entre cada una de las patas y placas de levantamiento en profundidades intermedias para proporcionar amortiguamiento. En la parte inferior de la estructura del truss, hay un tanque blando, que aloja el material pesado de lastre; todo ello con el objetivo de reducir el peso. La mayoría de los equipos Spar son de este tipo.

Cell. Consiste en un gran cilindro central rodeado de cilindros más pequeños de longitudes alternas. En la parte inferior de los cilindros más largos se encuentra el tanque que aloja el material pesado de lastre.

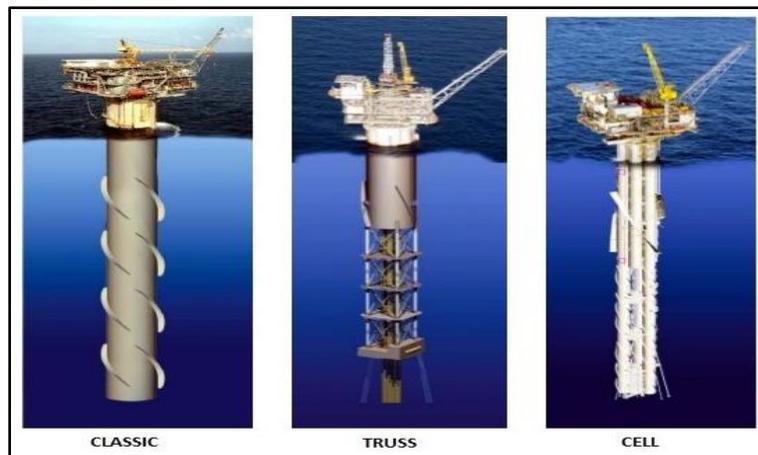


Figura. 1.7 Tipos de plataformas Spar. (Amador, 2018).



Criterios para la selección de equipos.

Para la selección del equipo marino es necesario tomar en cuenta:

- Rangos de profundidades del pozo.
- Tamaños de los agujeros que van a perforarse.
- Rango de tasas de penetración (ROP) requeridas.
- Cargas de las sartas de perforación.
- Cargas de las tuberías de revestimiento.
- Sistema de lodos, tanques o presas para lodo y múltiples de flujo.
- Servicios auxiliares y potencia requerida.
- Altura de la subestructura-espacio libre debajo de ella.
- Sistema de control.
- Misceláneos (soporte para tuberías, herramientas, instrumentos, etc).
- Condiciones climáticas y del mar (vientos, oleaje y corrientes).
- Problemas logísticos para mantener la unidad adecuadamente abastecida desde una base costera.

En la siguiente página se presenta una tabla con el resumen de las características principales de los equipos de perforación marinos usados en aguas profundas y ultraprofundas (**tabla 1.2**).



Tabla 1.2 Resumen de los equipos de perforación marina.

SISTEMA FLOTANTE	CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS	TA (m)	PROF. DE PERFORACIÓN (m)	MARGEN DE SEGURIDAD (m)
TLP (TENSION LEG PLATFORM)	<p>Estructura flotante sujeta por tendones verticales, los cuales están conectados y cimentados a lecho marino por pilotes asegurados a éste. Caracterizada por su gran flexibilidad lateral que le permite moverse junto con el oleaje en dirección horizontal, disminuyendo de sobremanera el efecto provocado por este fenómeno natural.</p> <p>La tensión de las líneas se logra sumando o restando lastre, por medio del bombeo de agua dentro y fuera del casco. De ahí que las líneas de tensión sean cables de acero generalmente de 24 a 32 pulgadas de diámetro con espesores de 1 a 2 pulgadas.</p>	<ol style="list-style-type: none"> Alta estabilidad al tener un movimiento vertical mínimo. Bajo costo de mantenimiento y poco incremento del mismo con el aumento de la profundidad. Bajos movimientos verticales que le permiten usar riser rígidos y terminaciones superficiales similares a los de plataformas fijas. Capacidad de perforación y producción simultánea. Permite el uso de árboles superficiales o secos. 	<ol style="list-style-type: none"> Fatiga de las piernas de tensión. Sensible a cambios de carga sobre la cubierta. Limitaciones de uso en aguas ultraprofundas debido al peso y colapso hidrostático de su sistema de tendones. Poco o nulo almacenamiento de hidrocarburos. 	600 a 2,000	4,500 a 9,000	<p>Vel. Viento (m/s): 60</p> <p>Corrientes (Kmh): 7,408</p> <p>Altura de olas (m): 18-30</p>
SEMI SUMERGIBLE	<p>Plataformas con cascos (columnas y pontones) que hacen que floten como buques y tengan suficiente peso para mantener la estructura en posición vertical. Se pueden mover de un lugar a otro, lastra hacia arriba y hacia abajo mediante la alteración de la cantidad de inundaciones de los tanques de flotación; debido a la semi-sumersión no son tan susceptibles a los efectos de oleaje como los barcos.</p> <p>a) Se pueden remolcar para ponerlas en posición y se pueden utilizar el sistema de líneas de amarre durante la perforación.</p> <p>b) Pueden ser móviles con propulsión propia y mantenerse en su lugar mediante el sistema de posicionamiento dinámico.</p> <p>Comúnmente usada como plataforma de exploración.</p>	<ol style="list-style-type: none"> Son menos sensibles a los cambios de carga, por lo que permiten manejar grandes cargas y ofrecen mayor área disponible sobre sus cubiertas. Mínimos cambios con el aumento de la profundidad. 	<ol style="list-style-type: none"> Sensible a los movimientos. Generalmente usa risers flexibles y árboles submarinos (los sistemas submarinos son un factor crítico). No tiene capacidad de efectuar simultáneamente las actividades de producción y perforación, por lo cual no puede almacenar el petróleo que extrae. 	3,048	6,000 a 12,000	<p>Vel. Viento (m/s): 60</p> <p>Corrientes (Kmh): 7,408</p> <p>Altura de olas (m): 18-30</p>

Nota. Recuperado de (José, 2017).





Tabla 1.2 Resumen de los equipos de perforación marina.

SISTEMA FLOTANTE	CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS	TA (m)	PROF. DE PERFORACIÓN (m)	MARGEN DE SEGURIDAD (m)
BARCO PERFORADOR	Debido a su casco convencional en forma de barco son más propensos al movimiento debido a la acción del viento y las olas. Utiliza un sistema de anclas en mares poco profundos o un sistema de posicionamiento dinámico que por medio de hélices propulsoras controladas por computadora pueden mantener el buque en una posición fija, en aguas más profundas. La perforación se lleva a cabo por medio de una gran apertura en el fondo del casco.	<ol style="list-style-type: none"> 1.Movilidad autónoma. 2.Capacidad de perforación y almacenamiento. 3.Útil en áreas lejanas puesto que necesitan un apoyo limitado. 4.Anclado o posicionamiento satelital. 	<ol style="list-style-type: none"> 1.Suceptible de ser desplazado por la fuerza de las olas, viento y corrientes. 2.Se usa solo en zonas con olas de baja altura y vientos de baja velocidad. 3.Alto movimiento vertical. 4.Periodos de inactividad largos. 	200 a 1,000	4,500 a 9,000	Vel. Viento (m/s): 60 Corrientes (Km/h): 7,408 Altura de olas (m): 18-30
SPAR	Plataforma con un componente principal: casco cilíndrico, rodeado por espirales para agregar estabilidad. Además, la parte inferior del cilindro incluye una sección con material que pesa más que agua, asegurando que el centro de gravedad esté ubicado debajo del centro de flotabilidad. Así mismo el casco puede proporcionar almacenamiento y encima del casco se encuentran las partes superiores, que pueden estar compuestas por equipos de perforación, instalaciones de producción y viviendas. Se sujeta usando un sistema de líneas inclinadas de tensión (Generalmente de 6 a 20 líneas) las cuales están conectadas a la cimentación que se encuentra en el fondo marino recibiendo los esfuerzos causados por procesos meteoceánicos.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Alta estabilidad porque tiene el centro de gravedad más bajo que el centro de flotabilidad. Ofrece estabilidad incluso estando desconectada de su sistema de amarre. 2. Baja elevación y movimiento de inclinación comparado con otras plataformas 3. Tiene bajos movimientos verticales que le permiten usar risers rígidos y terminaciones superficiales. 4. Excelente desempeño en aguas ultraprofundas, mínimos cambios con el aumento de Tirante de agua. 5. Puede soportar operaciones de perforación, producción y almacenamiento simultánea. 6. Permite el uso de árboles superficiales o secos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sistema de risers complejo. 2. Dificultad de instalación porque el casco y las partes superiores sólo se pueden ensamblar en el sitio offshore después de que el casco se ha remolcado hasta ahí. 3. Poca capacidad de almacenamiento lo que trae consigo la necesidad de tubería o FPSO (Floating Production Storage and Offloading) adicional. 	9,000 a 3,048	3,000	Vel. Viento (m/s): 60 Corrientes (Km/h): 7,408 Altura de olas (m): 18-30

Nota. Recuperado de (José, 2017).

1.1.5 *Sistemas submarinos.*

La primera terminación submarina fue instalada por Shell en el Golfo de México en 1961. La profundidad del agua de 16.76 metros estaba dentro del rango de buceadores. Desde entonces los sistemas submarinos han ganado importancia al permitir la ubicación de pequeños satélites a cierta distancia de las instalaciones superficiales. El desarrollo de vehículos operados a distancia (remote operation vehicle, ROV) han tenido un papel crucial, haciendo que los desarrollos submarinos sean prácticos en profundidades de agua no accesibles por los buceadores.

En general el objetivo de un sistema submarino es recolectar, procesar, transportar, y controlar la producción de los hidrocarburos hacia las instalaciones superficiales (flotantes o en tierra). Están integrados por:

- Árboles
- Manifolds
- Unidades de terminación
- Equipo de procesamiento submarino
- Estranguladores
- Líneas de flujo
- Sistemas de conexión

Un caso de aplicación es el sistema de producción submarina (SPS) ubicado en aguas ultraprofundas en el campo Egina en Nigeria, que es uno de los proyectos offshore más profundos que Total opera en la actualidad, **fig. 1.8**.



Figura 1.8 Sistema de producción submarina de Egina. (World Energy Trade, 2019).



1.2 Preventores submarinos (BOP's).

El sistema de prevención de reventón (blow out preventers, BOP's) es usado para sellar, controlar y monitorear los pozos de gas y petróleo. Fueron diseñados para enfrentar presiones extremas y flujo incontrolado proveniente del yacimiento durante la perforación. Además de controlar la presión pozo abajo y el flujo de hidrocarburos, también evita que la tubería de perforación y revestimiento, las herramientas y los fluidos de perforación sean expulsados cuando hay un reventón.

Un conjunto típico puede constar de una a seis válvulas de control de esclusas (extremo inferior) y una o dos armaduras de control anular (extremo superior). Esta configuración del conjunto de preventores se optimiza para proveer un grado máximo de integridad de presión, seguridad y flexibilidad. El conjunto de preventores incluye además varias bridas dobles, adaptadores y salidas de tuberías para permitir la circulación de los fluidos del pozo bajo presión en caso de que se produzca un incidente de control del pozo.

Se usa más de un tipo de BOP y la elección de cuál usar depende de factores como la presión del yacimiento; pero todos están presentes para proteger las operaciones de perforación, el personal y el medio ambiente.

1.2.1 Funcionamiento del conjunto de BOP's convencional.

Al perforar un pozo de alta presión, la sarta de perforación pasa a través del conjunto de BOP's hacia el yacimiento. A medida que se perfora se bombea fluido de perforación por la sarta hasta la barrena. El fluido retorna por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la de perforación. La columna de fluido de perforación ejerce una presión hidrostática hacia abajo que contrarresta la presión opuesta de la formación y permite que prosiga la perforación.

Cuando se presenta un reventón, los operadores del equipo o los sistemas automáticos cierran las unidades de los BOP's, sellando el espacio anular para detener la salida de los fluidos del pozo. Luego se hace circular fluido de mayor densidad por la sarta de perforación hasta el fondo del pozo y hacia arriba por el espacio anular y la línea de estrangular en la base del conjunto de BOP's y por los estranguladores hasta superar la presión pozo abajo.

Si la integridad del pozo se mantiene, se puede reiniciar la perforación. Mientras que, si no es factible la circulación, se puede matar el pozo a la fuerza, es decir, bombeando a la fuerza fluido más pesado desde la parte superior a través de la conexión de la línea de matar en la base del conjunto de BOP's.

1.2.2 Descripción de los componentes de BOP's convencional.

El sistema de prevención de reventón incluye preventor anular y preventor de ariete (tipo ram).

Preventor anular.

También conocido como preventor esférico, es accionado por un pistón y obliga a elementos de goma reforzados de acero circulares a cerrar las tuberías o bien el agujero descubierto. En particular se utilizan para el cierre inicial del pozo durante un flujo y para mantener la presión del pozo. **fig. 1.9.**

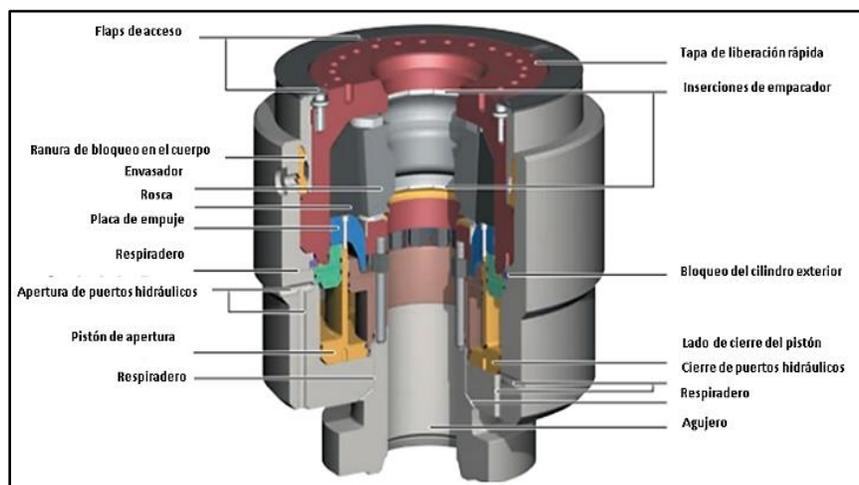


Figura. 1.9 Preventor anular. (Flatern, 2016).

Preventor de ariete (ram).

Son preventores de acero revestidos de goma que usan un par de émbolos de ariete opuestos. Los arietes se extienden hacia el centro del pozo para restringir el flujo, o se retraen para permitirlo. Los preventores de cizalla son de alta resistencia y se accionan hidráulicamente siendo capaces de cortar la tubería de perforación. Las caras superior e inferior de los arietes se comprimen una contra la otra, hacia la pared del pozo y alrededor de la tubería de perforación **fig. 1.10.**

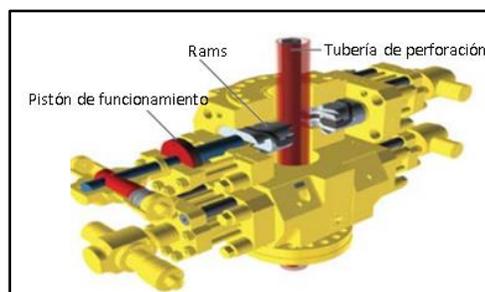


Figura. 1.10 Preventor de ariete (Ram). (Flatern, 2016).

Los tipos de arietes usados en los arreglos de conjuntos de BOP son:

Ariete anular para preventor tipo “U”.

Los arietes para tubería de perforación o revestimiento están constituidos por un sello superior y un empaque frontal. En caso de emergencia permiten el movimiento vertical de la tubería, así como colgar la sarta cerrando los candados del preventor. Cuando hay presión en el pozo, evitan la expulsión de la tubería **fig. 1.11**.



Figura. 1.11 Ariete anular para preventor tipo "U". (Estandarización de conexiones superficiales de control., 2003).

Ariete ajustable.

Similar al tipo U, con la característica que permiten cerrar sobre un rango de diámetro de tubería **fig. 1.13**.

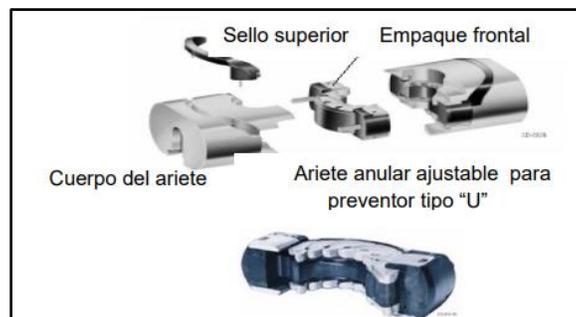


Figura. 1.12 Ariete ajustable. (Estandarización de conexiones superficiales de control., 2003).

Ariete de corte.

Están constituidos por cuchillas de corte integrados al cuerpo del ariete, empaques laterales, sello superior y empaques frontales. Su función es cortar la tubería y actuar como arietes ciegos para cerrar el pozo, cuando no se dispone de los arietes ciegos para cerrar el pozo, cuando no se dispone de los arietes ciegos **fig. 1.13**.

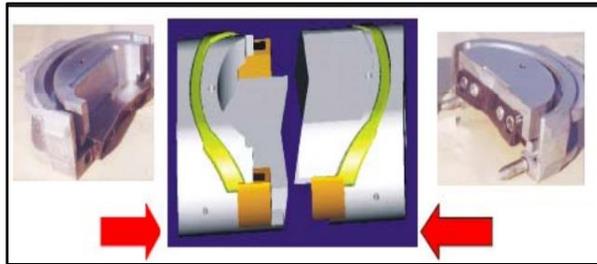


Figura. 1.13 Ariete de corte. (Estandarización de conexiones superficiales de control., 2003).

Ariete ciego.

Consta de un empaque frontal plano, constituido a base de hule vulcanizado en una placa metálica y de un sello superior. Su función es cerrar totalmente el pozo cuando no se tiene tubería en su interior y que por la manifestación del brote no sea posible introducirla **fig. 1.14.**

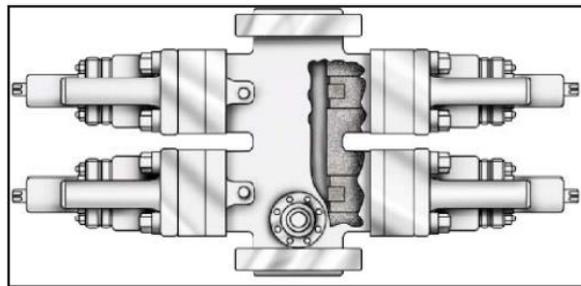


Figura. 1.14 Ariete ciego. (Estandarización de conexiones superficiales de control., 2003).

Carrete de control para BOP's convencional.

Se instala para conectar las líneas primarias de matar y estrangular en un conjunto de preventores. El API-RP-53 recomienda que estas líneas se conecten a un preventor con salidas laterales, para eliminar el carrete y disminuir la altura del conjunto de preventores. Sin embargo, por problemas de erosión se utiliza brindando mayor espacio entre preventores y facilitando a su vez la introducción de tubería a presión **fig. 1.15.**



Figura. 1.15 Carrete de control convencional. (Estandarización de conexiones superficiales de control., 2003).



Árbol de estrangulación para BOP's convencional.

Se compone de válvulas de compuerta, carretes bridados, crucetas, uniones de flujo, cámara de expansión, sensores y manómetros de presión, porta estranguladores, estranguladores fijos y de apertura variable. Se utiliza para controlar el gasto de fluidos provenientes del pozo. Este ensamblaje de control está conectado al arreglo de preventores a través de líneas metálicas de estrangulación primaria y secundaria, que proporcionan alternativas a la dirección del flujo y permiten que sea controlado temporalmente.

Línea de estrangular.

Una tubería de alta presión que va desde el carrete de control hasta el estrangulador de contrapresión y el múltiple colector asociado. Durante las operaciones de control del pozo, el fluido que se encuentra bajo presión en el pozo fluye fuera de este a través de la línea al estrangulador, reduciendo la presión del fluido al valor de la presión atmosférica. En las operaciones marinas flotantes, las líneas de estrangulamiento y ahogo salen del conjunto submarino de preventores y llegan a la superficie a lo largo de la parte externa del tubo ascendente.

Línea de matar.

Una tubería de alta presión existente entre el carrete de control y las bombas del equipo de perforación de alta presión. Durante las operaciones normales de control del pozo, el fluido de ahogo se bombea a través de la sarta de perforación y el fluido anular se extrae del pozo a través de la línea de estrangular que va a el estrangulador, lo que reduce la presión del fluido hasta que alcanza la presión atmosférica.

1.2.2 BOP's submarinos.

La tecnología, diseño y uso en tierra de BOP's se tiene estudiado a fondo, sin embargo, cuando los BOP's se encuentran en el fondo del mar, se requieren cambios considerables.

Los cambios más importantes en el equipo para uso submarino en un pozo de aguas profundas o ultraprofundas son:

- El tamaño de los BOP's aumenta (en plataformas semisumergibles de sexta generación los BOP's miden aproximadamente 16 m).
- La presión hidrostática en el fondo oceánico debe considerarse.
- La hidráulica tiene más importancia en los tiempos de reacción. Porque las líneas de flujo más largas aumentan la caída de presión, mientras que los BOP's más grandes requieren más fluido para operar a diferencia de los terrestres.
- Para evitar la caída de presión en las líneas de retorno, el fluido hidráulico se ventila al mar. Esto requiere un fluido que no sea contaminante ni corrosivo, pero que tenga baja viscosidad, sea un buen lubricante y se pueda mezclar con el agua (biodegradable).

- No cuenta con un carrete de control por lo que las líneas de matar y estrangular son accionadas mediante hidráulica.
- La caída de presión en la línea de estrangular influye en los procedimientos de control de pozo.
- Se añade un *preventor invertido de prueba* en la parte inferior del conjunto de BOP's.

En las áreas de aguas profundas, las unidades de perforación flotantes cuentan con BOP's submarinos que se instalan sobre el cabezal del pozo submarino después de perforar, entubar y cementar el agujero superficial, bajados con el riser. Tanto los BOP's submarinos como el cabezal de pozo se encuentran ubicados en el fondo marino, **fig. 1.16**.

Los BOP's submarinos están equipados con sistemas de control más complejos y normalmente poseen diámetros interiores más grandes y especificaciones de presión de trabajo más altas que sus contrapartes en la superficie. Constan de dos secciones: un paquete inferior del tubo ascendente marino conocido como LMRP (Lower Marine Riser Package), y el conjunto inferior de válvulas **fig. 1.17**.

El riser conecta el equipo de perforación al LMRP, que se componen normalmente de un sistema de control y un conjunto de válvulas para liberar el gas. El LMRP se conecta al conjunto BOP's inferior, que contiene un mínimo de cuatro válvulas de control de esclusas y las líneas de estrangular y matar.

Para permitir cierto movimiento lateral del equipo de perforación, los sistemas BOP's submarinos incluyen juntas flexibles y además poseen conectores operados hidráulicamente que conectan el LMRP con el conjunto de BOP's inferior y el conjunto BOP's con el cabezal del pozo. En una situación de emergencia, el personal autorizado puede desconectar el equipo de perforación de los BOP's en el LMRP y asegurar el pozo cerrando los preventores de cierre total del conjunto BOP's inferior.

El sistema hidráulico directo no puede lograr el tiempo de ejecución requerido en aguas profundas para accionar el cierre de válvulas; por ello los equipos de perforación normalmente emplean sistemas electrohidráulicos multiplexados (MUX). Por medio de señales eléctricas, los sistemas MUX minimizan el tiempo existente entre la activación del sistema de control y el cierre total para asegurar el pozo.

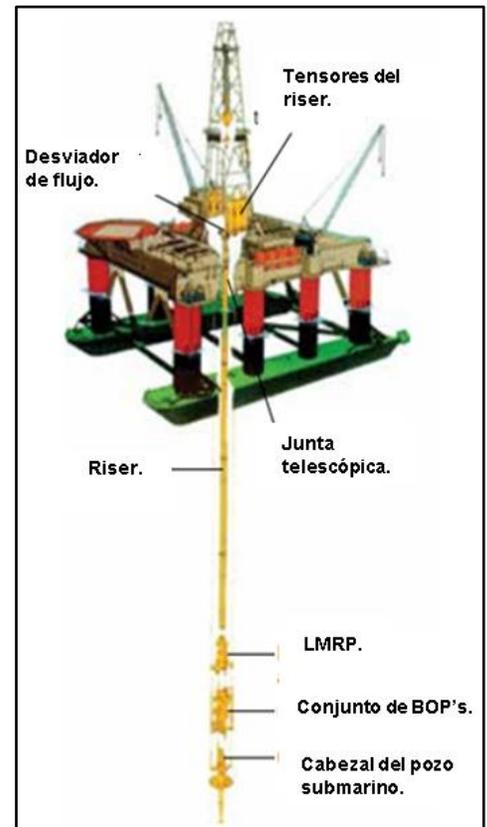


Figura. 1.16 BOP's y cabezal submarino. (Flatern, 2016).

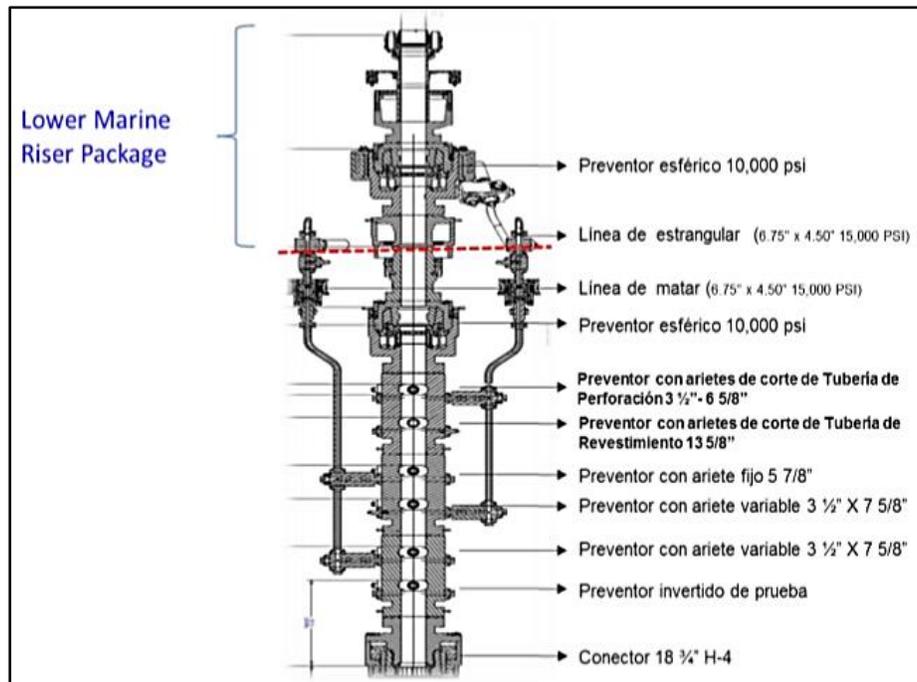


Figura. 1.17 Stack de BOP's submarino, 15,000 psi para un pozo de aguas profundas o ultraprofundas. (José, 2017).

1.3 Riser marino.

El riser es una tubería de gran diámetro que conecta el stack de BOP's submarinos a una plataforma, es decir, una forma de establecer un conducto entre la plataforma de perforación y el pozo, para que el fluido de perforación pueda circular desde el pozo hasta superficie. Por ello es uno de los elementos más importantes de cualquier operación de perforación en aguas profundas y ultraprofundas.

Debido a su gran longitud, que lo hace muy pesado cuando está lleno de fluido y debido a las fuerzas que actúan sobre él, como las fuerzas de las olas y la marea; debe ser resistente y estar bien diseñado especialmente en sus uniones. También debe ser capaz de soportar grandes presiones externas en caso de pérdida del fluido de perforación.

1.3.1 Tipos de riser.

Existen diferentes tipos de riser:

- Riser de perforación
- Riser de terminación.
- Riser de reparación.
- Riser de producción.

En general los objetivos de un riser de perforación, **fig. 1.18**, son:



Figura. 1.18 Riser de perforación. (Bravo, 2009).

Permite extender el pozo desde el fondo marino hasta la superficie.

- Provee comunicación de los fluidos entre el pozo y las operaciones de perforación en la superficie.
- Proporciona un conducto seguro para utilizar, sin interferencia del medio marino, la sarta de perforación y herramientas requeridas para la operación.
- Sirve para soportar las líneas de matar, estrangular y auxiliares.
- Sirve de medio para instalar y remover los BOP's.

1.3.2 Componentes del riser.

El riser está compuesto por una serie de tubos largos y de gran calibre, cuyos extremos están conectados de manera que forman un paso hermético desde el punto de suspensión debajo de la mesa rotaria hasta los BOP's en el lecho marino. En la siguiente página se muestran los componentes que conforma el riser de perforación, **fig. 1.19**.

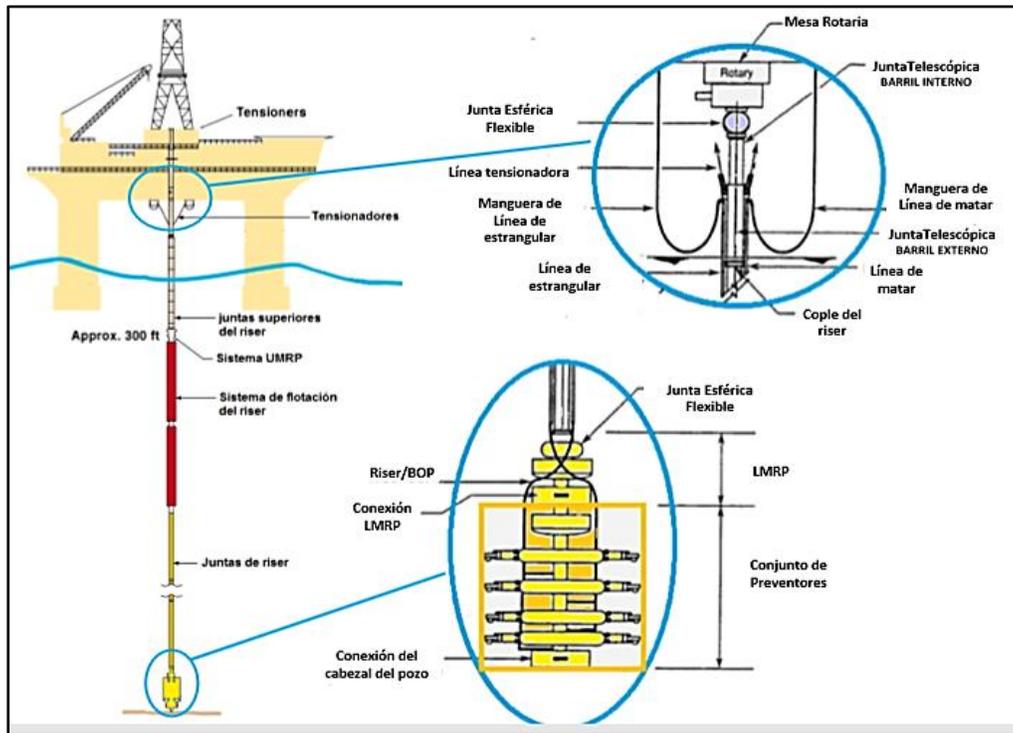


Figura. 1.19 Componentes principales del riser, (Medina, 2014).

Sistema tensionador.

En profundidades de agua de hasta 60 metros, el riser puede estar colocado sin otro medio de soporte más que su conexión. Mientras que para aguas más profundas se hace necesario el uso de un sistema tensionador, que consiste en un conjunto de líneas de acero o cables que mantienen en tensión el riser marino con el fin de evitar que la totalidad de su peso se recargue sobre sí mismo y sobre el conjunto de preventores o el cabezal, **fig. 1.20**.

Existen dos diseños para el sistema de tensión:

- I. El primero es el sistema tensionador de cables, donde se usa un ariete hidráulico con un acumulador lleno de aire de gran volumen para mantener una tensión constante en los cables. Un extremo del cable está unido al tensor y el otro es unido al cilindro exterior de la junta telescópica a través de las poleas debajo del piso de perforación. No permite el movimiento de rotación alrededor del riser de perforación.
- II. El segundo sistema cuenta con un anillo tensionador, el cual es un cuerpo tubular instalado entre el desviador de flujo y el barril de la junta telescópica. Está diseñado para permitir el movimiento giratorio alrededor del riser y por lo tanto permite el movimiento de rotación de la unidad flotante que se esté utilizando, que puede deberse al oleaje marino.

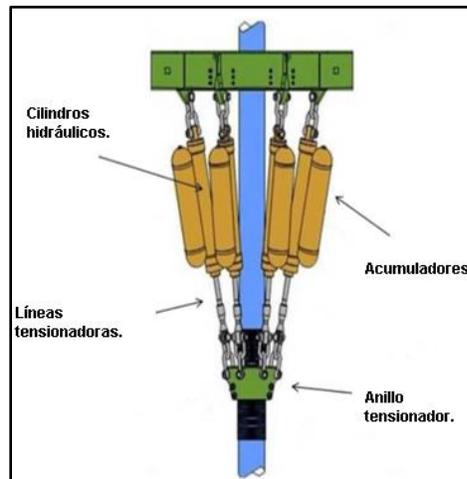


Figura 1.20 Sistema tensionador. (Bravo, 2009).

Junta telescópica.

Se instala en la parte superior del riser y se utiliza para compensar los movimientos verticales entre el equipo de perforación y los BOP's submarinos debidos al movimiento del equipo por el oleaje, corrientes y vientos. A medida que el equipo se levanta la junta se desplaza hacia adentro o hacia afuera por medio de un sistema de dos barriles (exterior e interior) que se deslizan uno sobre otro, **fig. 1.21**.

Barril exterior: fijo, unido al riser marino y se encuentra bajo tensión mediante cables desde el barril externo y el sistema tensionador.

Barril interno deslizante, es de acero pulido y se encuentra sujeto a la parte inferior del desviador de flujo y le permite el movimiento axial.

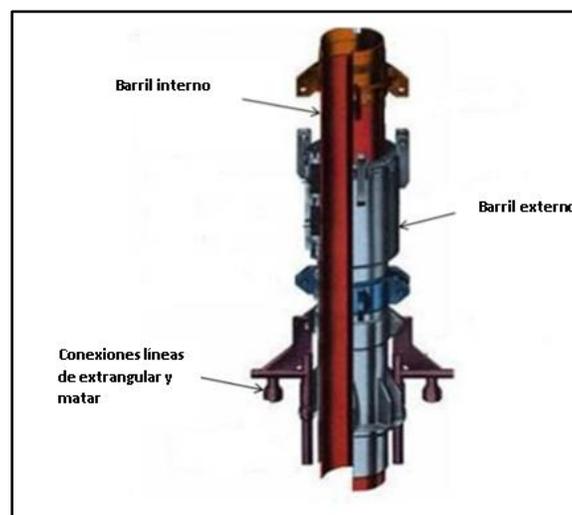


Figura 1.21 Junta telescópica. (Bravo, 2009).

Juntas flexibles.

Se instalan en la parte inferior de la sarta de perforación y en la parte superior del conjunto de preventores. Para permitir el desplazamiento angular, reduciendo las tensiones de flexión en ambos extremos del riser, **fig. 1.22**.

Se tienen dos diseños, la junta flexible o la junta esférica.

Junta flexible.

Los elementos de flexión de una junta flexible son unidos por laminaciones de elastómero entre arreglos de anillos de acero de forma esférica. El elastómero proporciona flexión, así como un sello a la presión.

Junta esférica.

Es una esfera de acero forjado y está contenida en una extensión cilíndrica en forma de cuello con un adaptador de riser unido al final del cuello. La esfera de acero y la extensión cilíndrica emplean un sello, las cuales son lubricadas en el fluido de control.

Para la resistencia de la junta flexible se considera la máxima flexión y la rotación angular que tiene. Permiten deflexiones angulares hasta de 4.5° con respecto a la vertical.

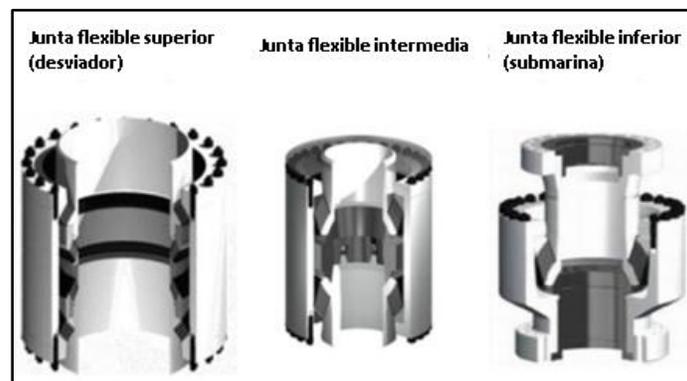


Figura 1.22 Juntas flexibles. (Bravo, 2009).

Cuerpo del riser.

Formado por tramos de tubería generalmente de 22.8 m (75 ft) de longitud. Estos tubos llevan integrados los conectores (macho y hembra), la línea de matar y la línea de estrangular, en forma unitaria, para su fácil conexión y desconexión con la plataforma, **fig. 1.23**.

Las características de resistencia del cuerpo del riser van de acuerdo con el diámetro, espesor de pared y calidad del acero del riser. El cuerpo principal del riser de perforación comunica al pozo con la plataforma.

Los elementos que se consideran al seleccionar el cuerpo principal del riser son:

- Rango de presión.
- Diámetro interno.
- Almacenamiento y manejo.

Los diámetros más comunes son de 16", 18" y 24" los cuales están en función al diámetro interno del BOP's.

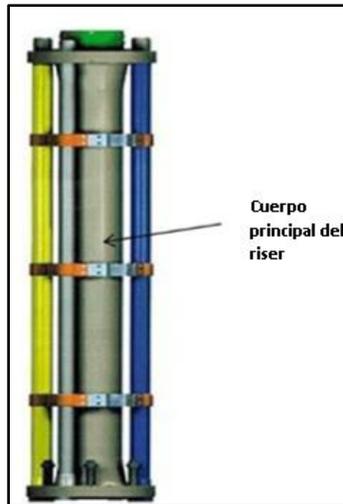


Figura 1.23 Cuerpo del riser. (Bravo, 2009).

Conjunto Marino Inferior del Riser (LMRP).

El LMRP además de ser un medio de conexión entre el riser y los BOP's, proporciona un control hidráulico de la pila de BOP's a través de cápsulas de control, **fig. 1.24**.

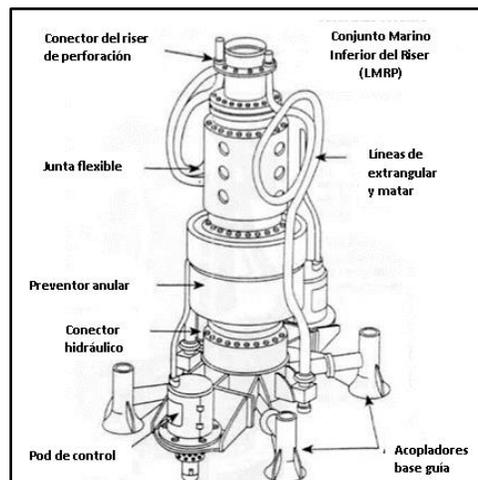


Figura 1.24 Conjunto Marino Inferior del Riser. (LMRP). (Bravo, 2009).

Para la selección del LMRP es necesario conocer las siguientes características:

- Rangos de presiones del conjunto de BOP's y pozo.
- Medio en el que opera y las cargas esperadas.
- Profundidad máxima de operación.
- Tipo de conexión con el conjunto de BOP's.

Los rangos de presión con los que opera el LMRP deben ser los mismos con los que trabaja el conjunto de BOP's ya que ambos elementos están conectados entre sí.

Línea de matar, estrangular y auxiliares.

Tubos de acero de alta resistencia que van desde el aparejo de BOP's en el lecho marino hasta el equipo de perforación. Sirven para bombear o descargar fluido a presión, particularmente cuando se presenta un brote o descontrol, **fig. 1.25**.

Se encuentran aseguradas al riser vertical marino por medio de grapas y disponen de conectores en los extremos para su fácil conexión y desconexión.

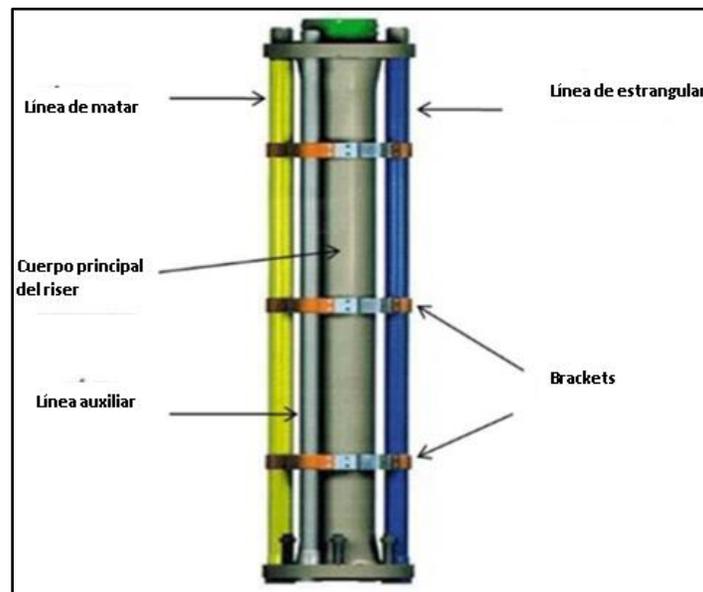


Figura 1.25 Líneas de matar y estrangular. (Bravo, 2009).

Las líneas auxiliares del riser desempeñan varias funciones según el tipo, son las siguientes:

Línea mud boost (línea booster). Se usan como conductos para el fluido de control, el cual es bombeado dentro del riser, por debajo del conjunto de preventores para aumentar la velocidad de la circulación anular.

Líneas de inyección de aire. Se usan para suministrar aire a las cámaras de flotación del riser y aumentar su flotación.

Líneas de suministro hidráulico. Operan llevando fluido hidráulico al conjunto de preventores. La mayoría de los conjuntos de preventores incorporan una línea flexible de suministro de fluido hidráulico por dentro de la línea de control umbilical.

1.4 Cabezales submarinos.

El cabezal submarino (wellhead subsea) es el equipo colocado en el lecho marino, y es el que proporciona los cimientos estructurales del pozo. De esta forma, el acceso al pozo es seguro en un entorno controlado, **fig. 1.26**.

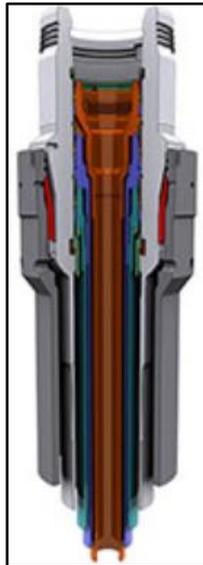


Figura 1.26 Cabezal submarino. (Schlumberger, 2003-2015)

1.4.1 Componentes principales de un cabezal submarino.

Dentro de los componentes de un cabezal submarino tenemos, **fig. 1.27**:

- Cabezal alojador de las tuberías de revestimiento (casing hanger): Es un subconjunto de un cabezal que soporta la sarta de tuberías. El colgador proporciona un medio para asegurar la localización correcta de la sarta y generalmente incluye un sistema de sellado para aislar el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.
- Ensamble de sello.
- Conexión al árbol: Componente que permite la conexión entre el cabezal y el árbol submarino.
- Base guía: Es el elemento que proporciona un medio para guiar y alinear los BOP's en la cabeza de pozo.

- Cabezal alojador de baja presión (low pressure housing): Proporciona un punto de ubicación para la base guía de perforación y proporciona una interfaz para la carcasa de alta presión.
- Cabezal alojador de alta presión (high pressure housing): Es una boca de pozo unificada sin acceso anular. También proporciona una interfaz entre los BOP's y el pozo submarino.

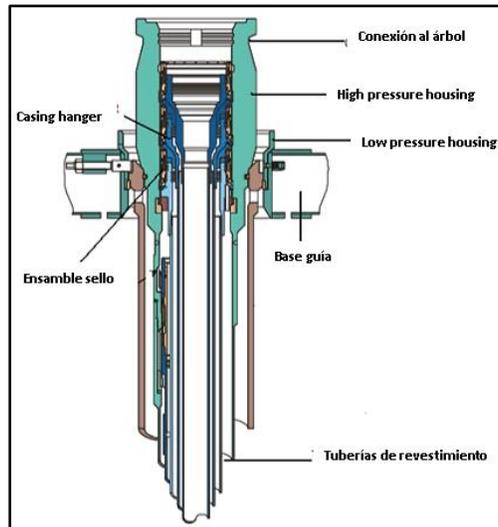


Figura 1.27 Componentes del cabezal submarino. (González, 2012).

1.4.2 Parámetros para la selección de cabezal en aguas profundas y aguas ultraprofundas.

Existen algunos criterios en la selección del tipo de cabezal y estos dependen de los requisitos que ponga el fabricante y por las necesidades de aplicación.

Los factores que se deben tomar en cuenta son:

- Tamaño.
Los diámetros comerciales para cabezales son:

21 1/4"
18 3/4"
16 3/4"
13 7/8"
- Rango de presión que soporta.
Los rangos de presión disponibles para cabezales son:

15,000 psia
10,000 psia
5,000 psia

- Máximo de cargas que resiste.
Existen dos modelos disponibles de cabezal submarino para pozos de aguas profundas y ultraprofundas, los cuales son: DWHC-700 y SMS-800 cuyas características se presentan en las siguientes tablas, **(tabla 1.3 y 1.4)**.

Tabla 1.3 Capacidades de los modelos de cabezal submarino.

Parámetro	DWHC-700 20"	SMS-800 18-3/4"x22"
Diámetro interno (m)	17.565	18.505
Altura total (m)	1.76	1.66
Presión Max. (psi)	15,000	15,000
Capacidad de carga (lbs)	7 MM	8 MM
Resistencia al pandeo (lbs-ft)	5.25 MM	7 MM
Diseño		

Nota. Modificado de (Velázquez, 2016).

Tabla 1.4 Tipos de TR's que se pueden colocar en cada cabezal.

Tipo TR	DWHC-700	SMS-800
Conductora	36"	36"
Estructural		28"
Superficial	20"	22"
Intermedias		18"
	16"	16"
	13 5/8", 13 3/8"	14", 13 5/8", 13 3/8"
Explotación	11 7/8", 11 3/4"	
	10 3/4", 9 5/8", 9 7/8"	
	7 5/8", 7"	

Nota. Recuperado de (José, 2017).

El modelo SMS-800 ofrece más beneficios, ya que tiene mayor capacidad de carga por lo tanto permite el uso de mayor número de tuberías de revestimiento y tiene una alta resistencia al pandeo, necesario para las condiciones hostiles del fondo marino.

1.4.3 Funciones de un cabezal submarino.

- Dar un elemento de soporte estructural para el equipo de perforación y el pozo.
- Proveer una barrera segura para el pozo durante la perforación por medio de las tuberías de revestimiento que se cuelgan de él.
- Contener la presión del pozo.
- Permitir el ingreso al pozo de forma segura.
- Soportar la presión hidrostática producida por la columna de agua.

1.5 Vehículo Operado de forma Remota (ROV, Remotely Operated Vehicle).

Consiste en un robot submarino operado por una persona desde superficie. Son fáciles de maniobrar a través del agua y están vinculados a un barco o control por medio de un grupo de cables que transportan señales eléctricas entre el operador y el ROV, además de suministrar la energía necesaria para el funcionamiento de este, **fig 1.28**.

Desde la perforación (donde se utiliza el ROV para monitorear los BOP's y el riser, a través del soporte de construcción (levantamientos, monitoreo de toma de contacto, interconexión), IRM (inspección, herramientas, etc.) e incluso en la fase de cierre, el ROV es la forma más fácil y segura de interactuar con el entorno submarino.

En operaciones en aguas profundas y ultraprofundas, se utilizan para inspeccionar estructuras y equipos submarinos y para controlar o manipular válvulas. Pueden funcionar a profundidades de 457 a 3,048 metros (1,500 hasta 10,000 pies).



Figura 1.28 Vehículo Operado de manera Remota, ROV. (Alves, 2017).



Capítulo 2. Diseño de pozos en aguas profundas y ultraprofundas.

2.1 Hidratos de gas.

Las altas presiones y bajas temperaturas que soportan los pozos de aguas profundas y ultraprofundas cerca del lecho marino facilitan la formación de compuestos sólidos a partir de mezclas de agua y gas, denominados hidratos de gas.

También conocidos como “clatratos”, semejan trozos de hielo y están conformados principalmente por metano, pero pueden incluir etano y otros gases.

2.1.1 Estructura de los hidratos de gas.

La clasificación de los hidratos de gas se hace de acuerdo con el tipo de estructura cristalina que forman. Las estructuras más comunes son: I(sI), II(sII) y H(sH). Las primeras dos son las que se presentan en la industria petrolera o en la naturaleza, la estructura H es menos común, ya que requiere la presencia de una molécula de metano y otra de mayor peso molecular como el ciclopentano. En la siguiente página se muestra una imagen de las estructuras, **fig. 2.1**.

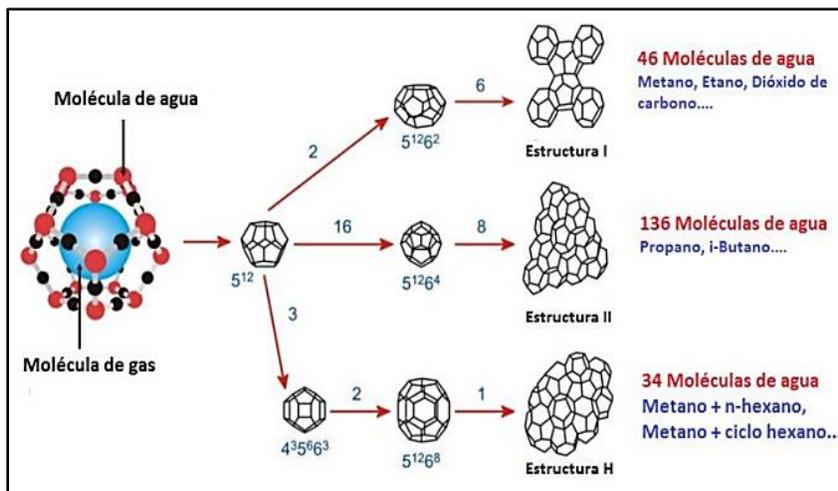


Figura 2.1 Clasificación de las estructuras cristalinas de hidratos de gas. (Mogbolu, 2014).

Estructura I

Esta es la estructura más simple que existe, además es la más común en la industria de los hidrocarburos. Está formada por 46 moléculas de agua y 8 moléculas de gas. Los gases que forman este tipo de hidratos son: metano, etano, dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico.



Estructura II

Están compuestos por 136 moléculas de agua y 24 moléculas de gas. Los gases que forman este tipo de estructuras son: el propano, n-butano e isobutano. Existen otros gases como el hidrógeno, helio y el nitrógeno; pero requieren de presiones elevadas para que se forme el hidrato.

Estructura III

Está compuesta por 34 moléculas de agua y 6 moléculas de gas. Para su formación se necesita la presencia de dos moléculas grandes de hidrocarburos, por ejemplo: 2-metilbutano, 2,2-dimetilbutano, 2,3-dimetilbutano, 2,2,3-trimetilbutano, 2,2-dimetil-pentano, 3,3-dimetilpentano, metil cilopentano, etil ciclopentano, metil-ciclohexano, ciclopentano y ciclooctano. También es indispensable la presencia de una molécula de gas ligero como el metano.

2.1.2 Condiciones y zonas para la formación de hidratos de gas.

Las condiciones que se deben satisfacer para la formación de hidratos son:

- Debe haber presencia suficiente de agua en estado líquido.
- Presiones altas y temperaturas bajas.
- La presencia de un gas condensable.

Además de otras características como: la saturación del agua, salinidad y el pH.

Se forman en los sedimentos marinos de los márgenes continentales de la Tierra y en regiones de “permafrost” (capas localizadas a cierta profundidad que permanecen congeladas y son zonas someras donde la temperatura en superficie es menor). En el proceso de perforación en aguas profundas bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, el fluido de perforación base agua de mar impregnado con gas puede generar hidratos.

2.1.3 Panorama de la formación de hidratos en México.

En México se tiene estimado que los hidratos se encuentran en Golfo de México, Golfo de California y talud del Océano Pacífico, **fig. 2.2.**

En el Golfo de México, la formación de hidratos se lleva a cabo con dióxido de carbono y ácido sulfhídrico, estos gases escapan de las rocas del lecho marino a profundidades superiores a los 500 m, y en combinación con las condiciones de presión y temperatura provocan su formación. Pero no solamente ocurre en condiciones de aguas frías y profundas; sino que se han observado en aguas poco profundas del Golfo de México, hasta de 200 metros de profundidad y con temperaturas de 19.85°C (293 K).

Con un 10% de etano en la mezcla de gas, los hidratos son estables a 0.6 MPa (87.03 psi) (aproximadamente 60 metros de columna de agua) y una temperatura de 279 K (5.85 °C), mientras que, los hidratos de metano puro son estables solo a presiones superiores a 4 MPa (580.15 psi) (aproximadamente 400 metros de columna de agua).

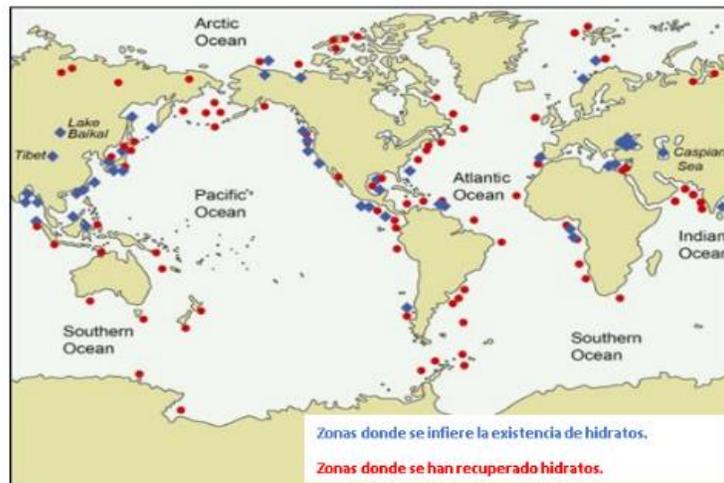


Figura 2.2 Panorama de los Hidratos de Gas en el Mundo. (Hernández, 2016).

2.1.4 Problemáticas y prevención para la formación de hidratos en la industria petrolera.

Los hidratos de gas son los responsables del taponamiento de las líneas de estrangulación y de los BOP's, ponen en peligro los cimientos de las plataformas y tuberías, las dificultades en el monitoreo de la presión del pozo, la restricción del movimiento de la sarta de perforación y el deterioro en las propiedades del lodo debido a la deshidratación.

Para los operadores que perforan en aguas profundas, los hidratos formados naturalmente son los más importantes, ya que pueden ocasionar un descontrol del pozo.

Como una forma de prevención contra la formación de hidratos, se conocen cuatro medios comunes para disociarlos:

- Eliminar uno de los componentes, ya sea el hidrocarburo o el agua.
- Calentar el sistema más allá de la temperatura de formación de los hidratos. Para el caso de las tuberías, un método viable es enterrarlas o agregarles un medio aislante, **fig. 2.3**.
- Reducir la presión del sistema por debajo de la estabilidad del hidrato a temperatura ambiente.
- Inyectar un inhibidor, como el metanol o el glicol; los inhibidores químicos son por ejemplo una forma de reducir la cantidad de agua libre.



Figura 2.3 Formación de un tapón de hidrato en tubería. (Beacon, 2016).

2.1.4 Problemáticas que genera la perforación a través de hidratos de gas.

Al perforar pozos en aguas profundas y atravesar zonas con hidratos, puede ocurrir que una fuente de gas emerja de forma descontrolada y se combine con el fluido de perforación dando lugar a cambios en las propiedades del fluido. Y entonces puede ocasionar un problema de control en el pozo, en particular si grandes cantidades de hidratos entran en el hueco y se despresurizan. Según el artículo “Prediction of Onset of Gas Hydrate

Formation in Offshore Operations”, se han registrado casos a nivel mundial donde las dificultades con la desconexión de los BOP’s, son causados por la formación de hidratos.

Además, la circulación de líquido caliente dentro del hueco puede reducir la temperatura en los sedimentos circundantes ricos en hidratos, conduciendo al derretimiento de estos y a la desestabilización de los sedimentos que sostienen el pozo.

La práctica actual en la perforación en aguas profundas es suprimir la temperatura de formación de hidratos mediante el uso de fluidos de perforación altamente salinos a partir de NaCl u otras sales. Y se tiene comprobado que es una solución válida para el Golfo de México profundo.

2.2 Riesgo somero.

En la plataforma continental menos profunda, especialmente en áreas deltaicas, un peligro potencial del fondo submarino es la presencia de agua y de gas somero, los cuales pueden generar desestabilización del fondo marino durante y después de la perforación, obligar a suspender operaciones o en su caso mover la localización original de un pozo a otras coordenadas superficiales alternas.



En aguas profundas y ultraprofundas, el peligro se centra en el flujo de aguas someras (Shallow Water Flow, SWF), cuyo origen está en el sepultamiento rápido de depósitos de arena y limo seguido por fenómenos de compactación diferencial y deshidratación. Donde el agua y los sedimentos pueden fluir hacia el interior, hacia la superficie y a veces alrededor del pozo, y pueden amenazar la viabilidad del pozo.

2.2.1 Efectos del flujo de agua y gas somero.

Los levantamientos sísmicos someros pueden ser una herramienta útil para detectar la presencia de acumulaciones de agua y gas.

Las causas de presencia de agua somera pueden deberse a los siguientes aspectos:

- Formación de fractura artificial cuando la densidad del fluido de perforación no es apropiada y excede el gradiente de presión de fractura de la formación correspondiente.
- Presión de formación anormal causada por la canalización de cemento durante la cementación del pozo.

Las causas de presencia de gas somero pueden asociarse a:

- Perforar en una zona con sobrepresión de gas.
- Perforar en un pozo productor.
- Cuando se tuvo una canalización en la cementación de una etapa superficial, ya que se forman anillos de cemento, por lo que la presencia de gas puede originar una fuerza sobre la tubería de revestimiento.

La aparición de una acumulación de agua y gas antes de que se corran e instalen los BOP's puede ocasionar severos problemas de control en las etapas iniciales del pozo.

Los efectos de la aparición de agua somera en las etapas iniciales del pozo pueden ser:

- Durante la perforación de la etapa, problemas de control del pozo.
- Falla de la operación de cementación de la etapa.
- Después de la cementación del pozo, si existe agua somera a alta presión, esta fluye desde el agujero hacia el lecho marino, ocasionando que el agujero se hunda debido a la pérdida de superficie de apoyo, lo que resulta en la inestabilidad de la boca del pozo. Es posible que se tenga que cambiar la localización del pozo.

Los efectos de la aparición de gas somera en las etapas iniciales del pozo pueden ser:

- Durante la perforación de la etapa, problemas de control del pozo. Si se produce un reventón, el gas se difunde rápidamente en forma de embudo, teniendo un alto impacto. En aguas profundas el uso de una plataforma flotante es de gran utilidad, ya que está se puede mover rápidamente de la ubicación del reventón, y el mar inhibirá el flujo y llenará el agujero perforado una vez que se haya extinguido el gas.



En resumen, debido a la serie de problemas anteriores, las horas de trabajo de una plataforma de perforación se retrasarían, lo que tiene alto costo sobre los beneficios económicos.

En una formación, el riesgo somero está identificado dentro de una escala por columna geológica, en lo que se conoce como “carta de riesgo somero”, en la siguiente página se presenta un ejemplo de carta, **fig. 2.4**.

LITOLOGÍA INFERIDA	PROFUNDIDADES		ESPESOR (METROS)	POTENCIAL DE GAS SOMERO	POTENCIAL DE FLUJO DE AGUA SOMERA	
	METROS BML	METROS BSS				
El fondo marino es estable y predominan las arcillas.	0	3015				
	85	3100				
Arcillas hemipelágicas suaves.	125	3140	85	INSIGNIFICANTE	INSIGNIFICANTE	
			40	INSIGNIFICANTE	INSIGNIFICANTE	
Arcillas.	225	3240	100	INSIGNIFICANTE	INSIGNIFICANTE	
Arcillas y arenas.	365	3400	1168	200	BAJO	
Arcillas y arenas.	425	3440		90	BAJO	
Arenas.	515	3530		516	INSIGNIFICANTE	BAJO
Arenas.	1031	4046				
Arenas.	1325	4340		294	INSIGNIFICANTE	BAJO
	1593	4608		268	INSIGNIFICANTE	BAJO

Figura 2.4 Ejemplo de Carta de Riesgo Somero. (Espinosa, 2013).



2.3 Estudios metoceánicos.

Los fenómenos meteorológicos y oceanográficos pueden condicionar de forma significativa el desarrollo y la gestión de actividades marinas y costeras, ocasionando impactos negativos en la seguridad, los costos y el medio ambiente de estas actividades.

Los sistemas de modelización meteorológica y marina permiten diagnosticar los riesgos potenciales a los que pueden estar expuestas operaciones en aguas profundas y ultraprofundas.

2.3.1 Factores metoceánicos.

Los factores metoceánicos que pueden originar problemas operacionales en las unidades de perforación de aguas profundas y ultraprofundas son:

- Viento.
- Olas generadas por el viento.
- Olas superficiales generadas por tormentas distantes.
- Corrientes superficiales, generada por tormentas locales.
- Corrientes de aguas profundas propias del sitio.

El *viento* es aire en movimiento y su velocidad depende del gradiente de presión. El viento fluye de áreas de mayor presión a menor presión.

El *oleaje* es generado por los fuertes vientos y corrientes prevalecientes de la zona.

Las *corrientes* son originadas por que flujos de agua cálida se sobrepongan por encima de flujos de agua fría. Estas corrientes son de gran impacto puesto que se tienen tirantes de agua mayores a los 500 m.

2.3.2 Problemáticas de los factores metoceánicos.

Debido a los factores metoceánicos se pueden originar principalmente problemas con mantener la posición de los equipos de perforación y fatiga del riser.

Problemas en el movimiento de la plataforma.

Las plataformas semisumergibles, al ser elementos flotantes, quedan expuestas a diferentes movimientos ocasionados por dichos factores, pueden moverse en los siguientes grados de libertad, **fig. 2.5**.

- Tres movimientos de traslación sobre los ejes X, Y, Z.

Avance (Surge), movimiento en el eje X hacia delante y hacia atrás.

Deriva (Sway), movimiento lateral sobre el eje Y.

Arfada (Heave), movimiento en el eje Z hacia arriba y hacia abajo.

- Tres movimientos de rotación sobre los ejes X, Y, Z.

Balanceo (Roll), rotación de babor a estribor en el eje X.

Cabeceo (Pitch), rotación de popa a proa en el eje Y.

Guiñada (Yaw), rotación alrededor del eje vertical Z.

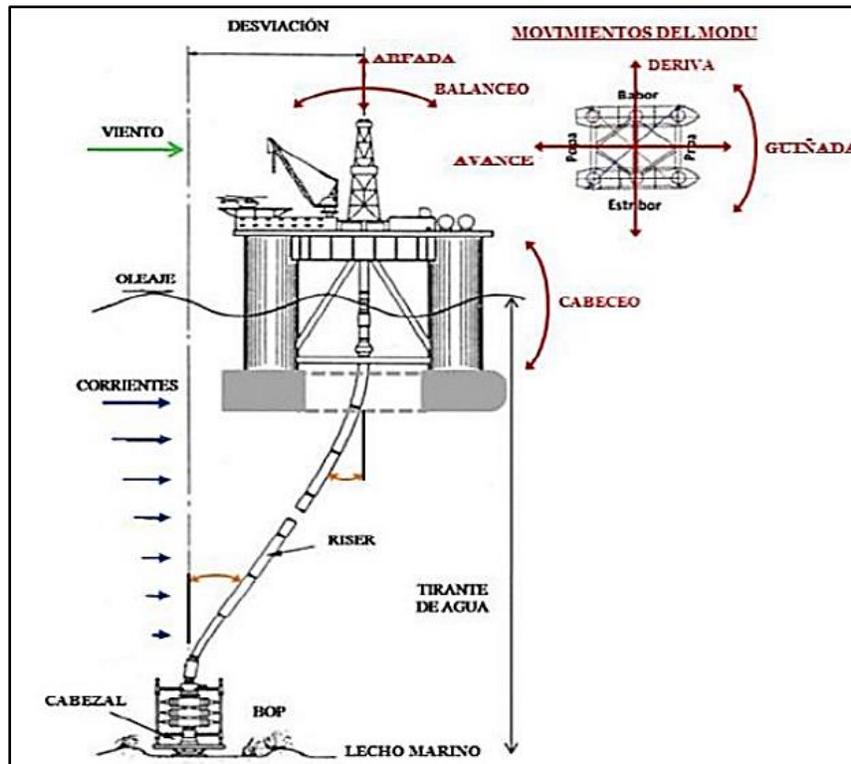


Figura 2.5 Grados de libertad de una plataforma semisumergible generados por los factores meteoceánicos. (Medina, 2014).

Problemas con el riser de perforación.

Al igual que la plataforma, el riser, es sometido a movimientos de corrientes que lo desvían con respecto de la vertical, por lo cual se tienen márgenes de operación, **fig. 2.6**.

- Modo de perforación: Es la combinación de las condiciones del pozo y ambientales en las que todas las actividades propias de la perforación pueden ser realizadas.
- Modo conectado sin perforar: En este modo, las operaciones que pueden realizarse son las de circulación de fluido de perforación y sacar tubería.
- Modo de desconexión: Si las condiciones meteoceánicas exceden los límites de operación segura, el riser debe desconectarse para evitar posibles daños al equipo superficial o submarino.

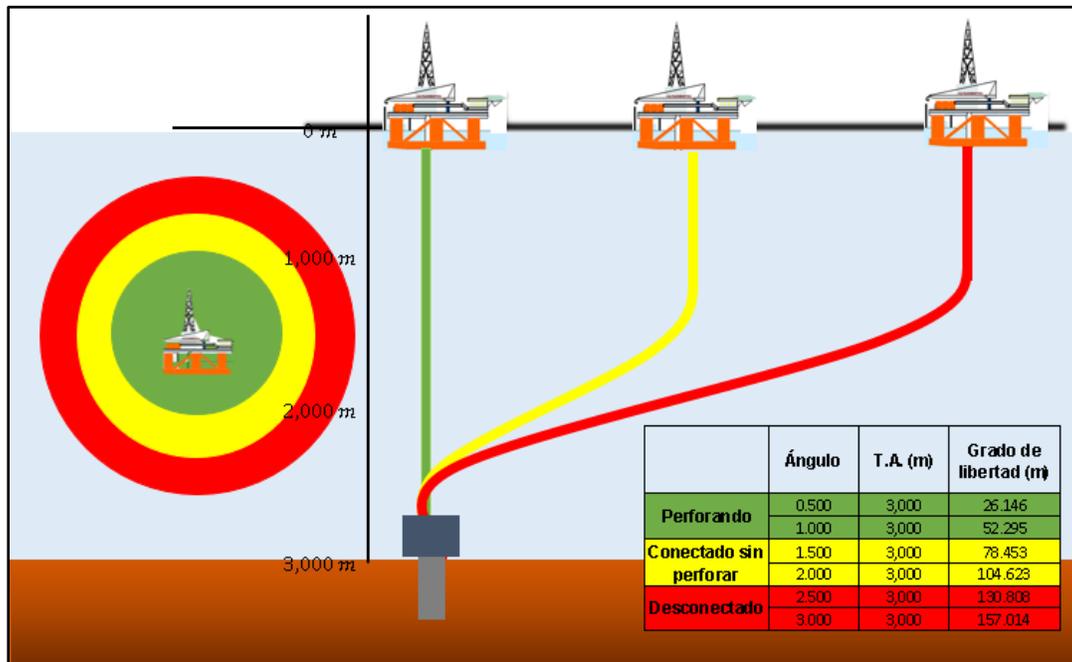


Figura 2.6 Grados de libertad para cada modo de operación del riser con respecto al tirante de agua. (José, 2017).

Los movimientos del riser dependen de parámetros que el operador puede controlar y otros donde, por el contrario, no es posible controlar, (tabla 2.1).

Tabla 2.1. Parámetros que actúan en el movimiento del riser de perforación.

¿Qué puedo controlar?	¿Qué no puedo controlar?
<ul style="list-style-type: none"> • Posición de la plataforma (posicionamiento dinámico). • Tensión superior (sistema tensionador). 	<ul style="list-style-type: none"> • El ángulo de la junta esférica flexible superior e inferior. • Carrera de la junta telescópica.

Nota: Recuperado de (José, 2017).

2.3.3 Soluciones a los factores metoceánicos.

Mediante un análisis especializado de las condiciones climáticas históricas (últimos 35 años) en una zona concreta se pueden definir “ventanas de operatividad”. Estas ventanas de operatividad determinan las condiciones óptimas para el desarrollo de actividades y operaciones en el medio marino considerando las variables metoceánicas (vientos, oleaje y corrientes) que en conjunto determinan la localización estratégica de la unidad, con la mínima influencia posible de estos factores, fig. 2.7.

Esto permite tener un análisis especializado de las condiciones y fechas óptimas de operatividad para realizar determinados trabajos y operaciones, planificar estas actividades de forma más eficiente y funcional, reduciendo los potenciales riesgos ambientales, de seguridad del personal y de sobrecostos inesperados en el proyecto.

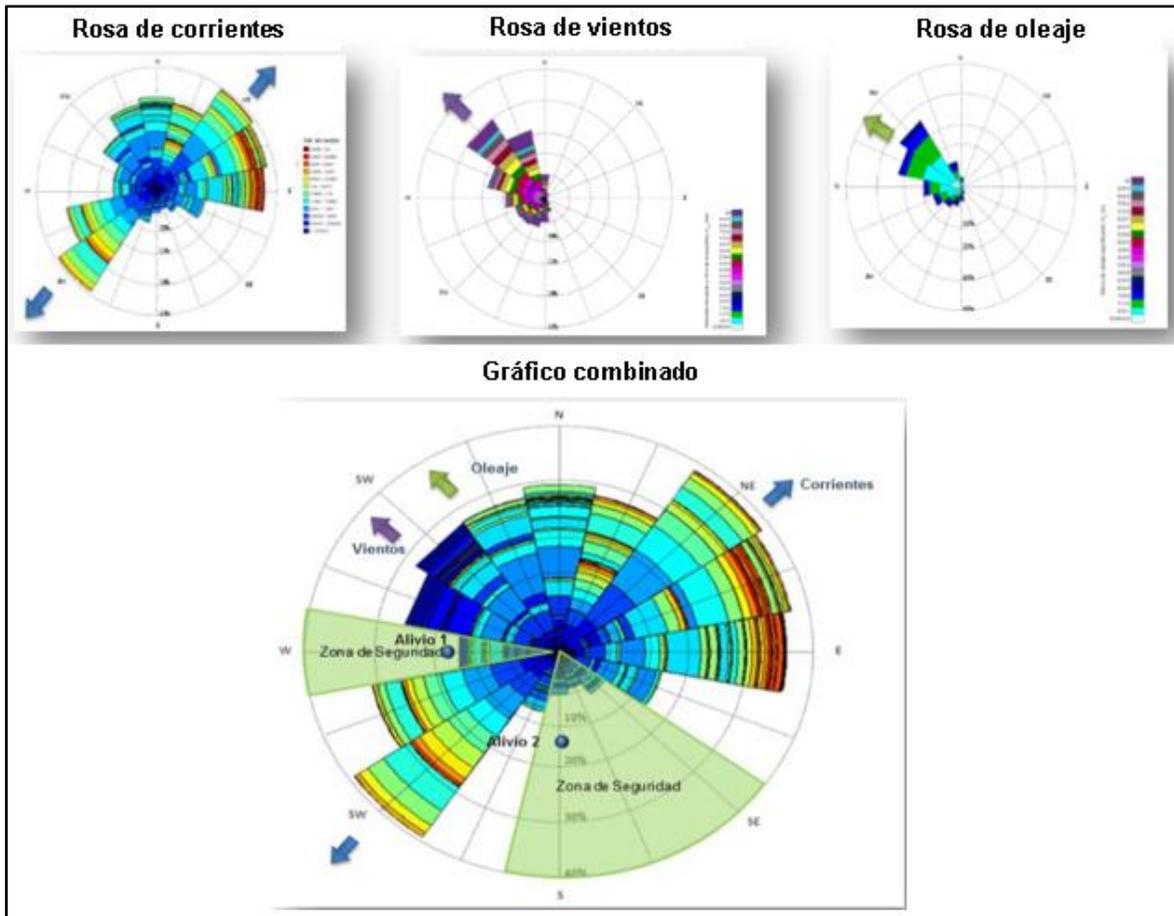


Figura 2.7 Gráfico combinado para determinar la zona segura con respecto a los factores meteoceánicos. (Espinosa, 2013).

2.4 Perforación direccional.

La perforación direccional inicialmente surge con la necesidad de alcanzar objetivos que no eran alcanzables por pozos verticales, pero también es usada con otros propósitos, **fig. 2.8**, entre los que se encuentran:

- Múltiples pozos desde una sola plataforma, una de las formas más económicas de desarrollar campos marinos.
- Perforación en tierra a ubicaciones costa a fuera.
- Ubicaciones inaccesibles, yacimientos debajo de una ubicación de importancia religiosa, tradicional o ambiental.
- Pozos de alivio, que tienen como objetivo controlar el reventón de un pozo principal, interceptándolo a nivel de la zona productora y mediante la inyección de fluido pesado.
- Realizar un side track, el cual es una técnica utilizada para desviar la trayectoria del pozo, evitando las obstrucciones (herramientas en el fondo) pero sin perder de vista los objetivos geológicos.
- Evitar atravesar domos salinos y con ello las problemáticas propias de perforar en sal para acceder a los yacimientos de hidrocarburos.
- Evitar atravesar zonas de fallas.
- Pozos horizontales en yacimientos grandes con poco espesor.
- Pozos que interceptan múltiples objetivos, si los objetivos están bien alineados.

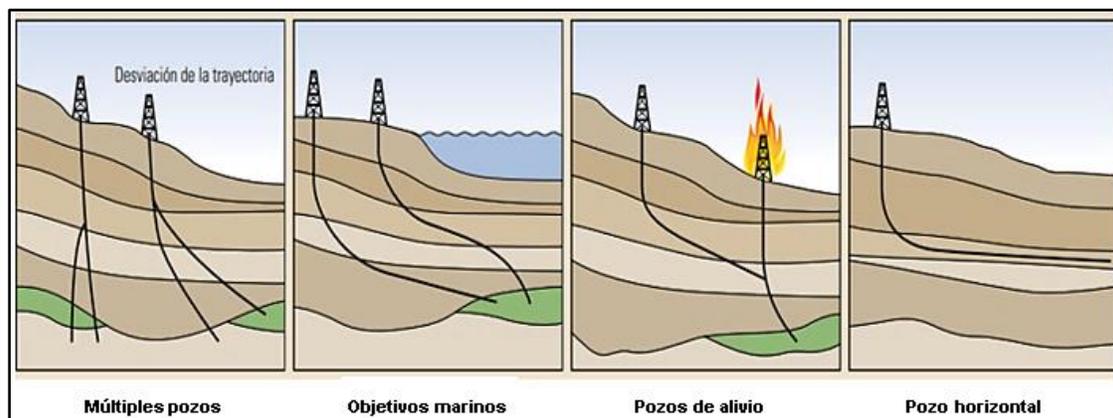


Figura. 2.8 Objetivos de la perforación direccional. (Mantle, 2014).

2.4.1 Patrones direccionales.

La trayectoria es una de las partes más importantes de la perforación direccional y gracias al manejo de motores de fondo y sistemas rotatorios es posible orientarla en la dirección deseada. El perfil del pozo depende de los objetivos geológicos, en donde se debe especificar la tolerancia aceptable, por ejemplo, un círculo de radio de 30 m (100 ft) con el objetivo exacto como su centro.

Los pozos perforados en aguas profundas y ultraprofundas a nivel mundial, tienen los siguientes perfiles: pozo tipo J, tipo S, S modificado y horizontal.

Pozo tipo J:

Este patrón direccional se caracteriza por que el punto inicial KOP se toma a poca profundidad, seguido de una sección de construcción y luego la sección tangente que conduce a la profundidad del objetivo **fig. 2.9**. Este patrón se aplica en pozos profundos, donde hay un gran desplazamiento horizontal, o en pozos moderadamente profundos con un desplazamiento horizontal moderado.

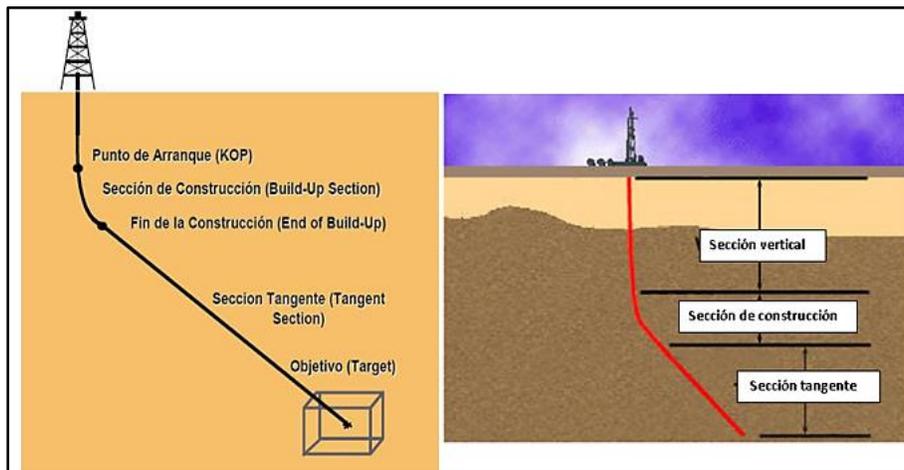


Figura. 2.9 Pozo tipo J. Modificado de (Verteuil, 2001).

Pozo tipo S:

Este patrón cuenta con un KOP a poca profundidad, una sección de construcción, una sección tangente y una sección de caída donde se mantiene el ángulo para entrar verticalmente al objetivo. Se aplica cuando se atraviesan múltiples objetivos con pequeños desplazamientos horizontales, si se reduce el ángulo de intersección del yacimiento, si existen limitaciones con el objetivo, por requerimiento de espaciamiento de pozos y cuando se requieren pozos profundos con un pequeño desplazamiento horizontal, **fig. 2.10**.

Para el caso de un pozo S modificado, el cambio se tiene luego de la sección tangente, donde se involucra una sección de mantener ángulo con la cual se logra entrar al objetivo de manera inclinada. En aguas profundas y ultraprofundas son el tipo más común para **pozos de alivio** por su apropiada dirección hacia el objetivo.

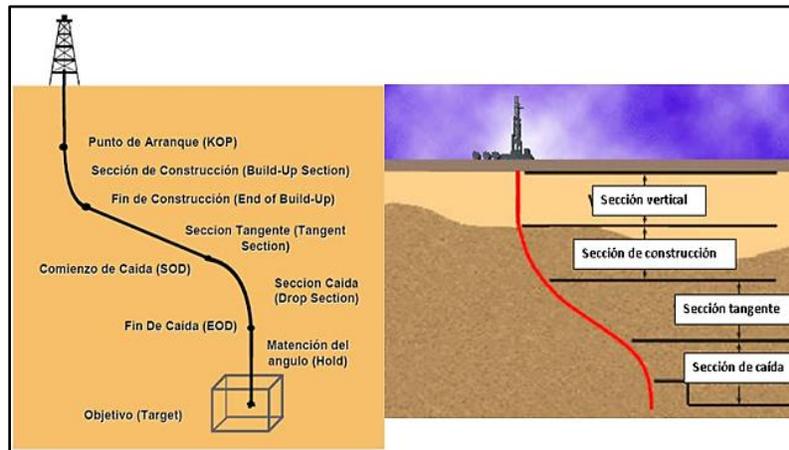


Figura. 2.10 Pozo tipo S. Modificado de (Verteuil, 2001).

Pozo tipo horizontal:

Son pozos que cuentan con un KOP, una sección de construcción, una sección tangente, una segunda sección de construcción y una sección horizontal. Son implementados para aumentar la producción con respecto a un pozo vertical, cuando se desea reducir la cantidad de pozos y en yacimientos fracturados permite incrementar su recuperación final debido al drene más eficiente, **fig. 2.11**.

La trayectoria del pozo horizontal comienza con una sección vertical, y luego una sección construida, que comienza desde un ángulo de 0° desde la vertical y continúa construyéndose gradualmente hasta 90°, y luego una sección horizontal o lateral que penetra la formación de interés.

Como ejemplo tenemos el campo petrolífero de Atlanta, Brasil, en la cuenca de Santos donde se tiene un yacimiento de crudo pesado ubicado en aguas ultraprofundas y cuenta con dos pozos con sección horizontal de 800 m (SPE 2015).

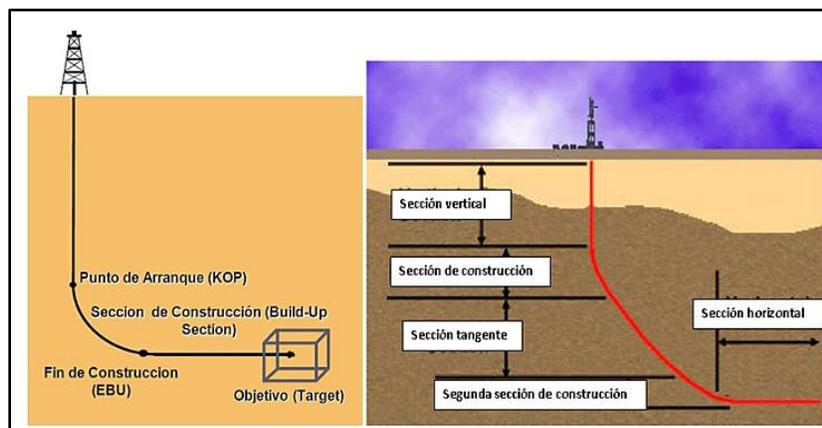


Figura. 2.11 Pozo tipo horizontal. Modificado de (Verteuil, 2001).



2.4.2 Conceptos de la perforación direccional.

Existen diferentes formas de pozos direccionales y la forma que tomará el mismo depende de los objetivos del pozo. Estos comparten algunas terminologías básicas:

Kick off point (KOP): punto inicial, es la ubicación a una determinada profundidad por debajo de la superficie donde el pozo es desviado de la vertical en una dirección dada.

Inclinación del pozo: es el ángulo por el cual el pozo se desvía de la vertical.

End of buildup (EOC, EOB): final de la construcción, el lugar donde el pozo termina de aumentar.

Sección tangente: ocurre después de que la inclinación del pozo se mantiene constante para una cierta distancia.

Inicio tumbar ángulo: es la ubicación donde comienza la desviación del pozo inclinado.

Fin tumbar ángulo: es la ubicación donde termina la caída del pozo inclinado.

Desplazamiento del objetivo: distancia lateral desde la vertical de la ubicación superficial hasta el objetivo.

Ubicación del objetivo: punto definido en el espacio mediante coordenadas geográficas en una determinada profundidad vertical verdadera.

Dog-leg severity (DLS): severidad de pata de perro, la tasa de cambio de la trayectoria del pozo, medido en grados cada 30m (100ft).

Drop of rate (DOR): tasa de caída, es la tasa a la cual la inclinación disminuye. Se expresa en grados cada 30m (100ft) de la longitud.

Build up rate (BUR): tasa de construcción, cambio de la inclinación de un pozo donde se incrementa el ángulo. La tasa se expresa en grados cada 30m (100ft) del DM.

TVD (true vertical depth): profundidad vertical verdadera, profundidad vertical desde el punto de referencia de la superficie del pozo hasta el punto de interés objetivo.

MD (measure depth): profundidad medida o desarrollada, la distancia desde el punto de referencia de la superficie del pozo hasta el punto de interés a lo largo del recorrido real del pozo.

Horizontal displacement (DH): desplazamiento horizontal, es la distancia entre dos puntos a lo largo de un pozo visto o proyectado en un plano horizontal.

Vertical section (VS): sección vertical, es la distancia entre dos puntos cualesquiera a lo largo de una vista o proyección del pozo en un plano vertical.

Azimuth (Azi): el ángulo en el plano horizontal medido desde una dirección de referencia (como el norte verdadero, geográfico, magnético) medido en el sentido de las manecillas del reloj.

Norte geográfico: las direcciones de coordenadas geográficas se refieren al norte verdadero o un verdadero azimuth.

Norte magnético: puede ser medido por una brújula magnética simple. Los azimuths magnéticos no son constantes debido al movimiento de los polos magnéticos norte y sur.

2.4.3 Cálculos para la trayectoria del pozo.

Lo primero que se debe conocer es la localización del objetivo y para esto debemos referenciar un punto en el plano cartesiano con la orientación N, S, E, W. Con el objetivo de localizar el pozo en coordenadas cartesianas o polares. En donde las razones trigonométricas, así como el teorema de Pitágoras, **fig. 2.12**; serán las herramientas necesarias para el desarrollo.

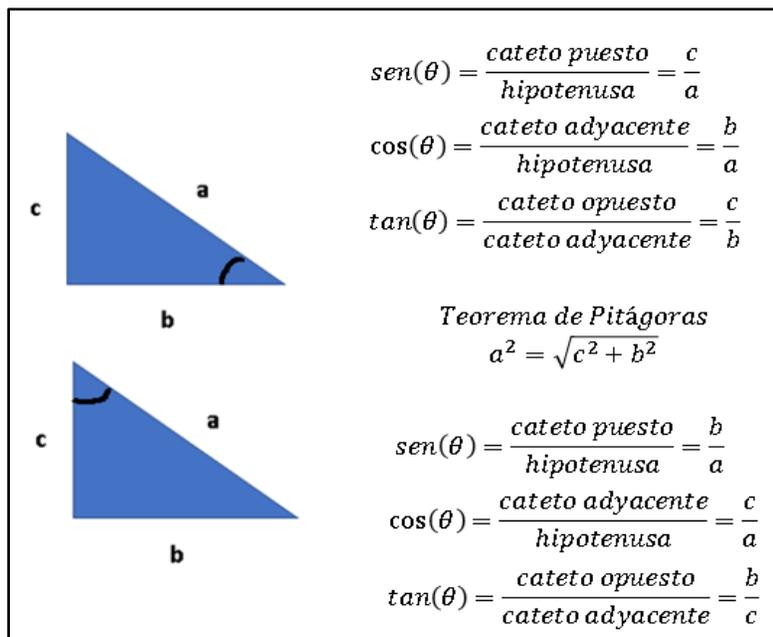


Figura. 2.12 Razones trigonométricas y T. Pitágoras. (Ovando, 2019).

Ejemplos de localización del pozo.

a) **Ejemplo 1.** Obtención de azimuth y desplazamiento horizontal.

Un perforador direccional monitorea la dirección de un pozo perforado en aguas profundas desde un punto de ubicación de referencia O. El pozo ha progresado 500 metros hacia el este y 300 metros hacia el sur, **fig. 2.13**. ¿Cuál es el azimuth del fondo del pozo en esta ubicación? ¿Cuál es el desplazamiento horizontal?

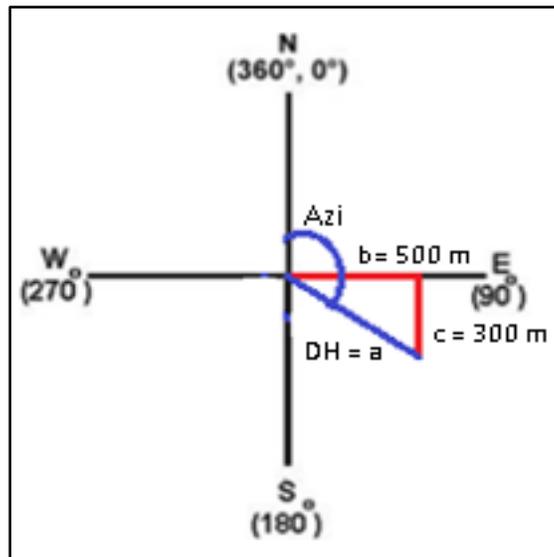


Figura. 2.13 Ejemplo para obtener azimuth y desplazamiento horizontal.

Datos	Solución
$b = 500 \text{ m}$ $c = 300 \text{ m}$ <i>Azi = Azimuth, (°)</i> <i>DH = Desplazamiento horizontal, (m)</i>	i) $Azi = 90^\circ + \tan^{-1}\left(\frac{300}{500}\right) = 121^\circ$ ii) $DH = \sqrt{500^2 + 300^2} = 583.09 \text{ m}$

b) **Ejemplo 2.** Obtención de las coordenadas cartesianas del objetivo.

Otro pozo perforado desde la misma ubicación que el pozo superior está en una dirección de 195° desde la plataforma y en un desplazamiento horizontal de 773.5 metros (850 yardas), **fig. 2.14**. Determine las coordenadas del pozo (b,c).

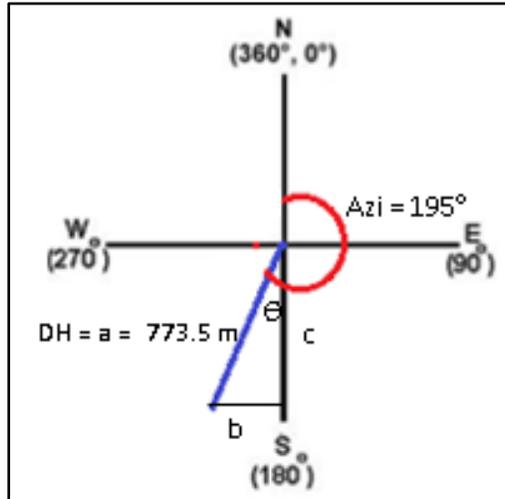


Figura. 2.14 Ejemplo para obtener las coordenadas cartesianas del objetivo.

Datos	Solución
<p style="text-align: center;">$Azi (^{\circ}) = 195^{\circ}$</p> <p style="text-align: center;">$DH = a = 773.50 \text{ m}$</p>	<p>i) $\text{Ángulo} = 195^{\circ} - 180^{\circ} = 15^{\circ}$</p> <p style="text-align: center;">Del $\text{Sin } \theta = \frac{b}{a}$, despejo b</p> <p style="text-align: center;">$b = a (\text{Sin } \theta)$</p> <p>ii) $b = a (\text{Sin } 15^{\circ}) = (773.50)(0.258)$ $= 199.56 \text{ m}$</p> <p style="text-align: center;">Del $\text{Cos } \theta = \frac{c}{a}$, despejo c</p> <p style="text-align: center;">$c = a (\text{Cos } \theta)$</p> <p>iii) $c = a (\text{Cos } 15^{\circ}) = (773.50)(0.965)$ $= 746.42 \text{ m}$</p> <p style="text-align: center;">El pozo está a 199.563 m Oeste y 746.42 m Sur.</p>



Ejemplo 3. Construcción del pozo tipo J.

Tabla 2.2 Fórmulas para el cálculo de pozo J.

CÁLCULO	FÓRMULA
1) Coordenadas cartesianas.	$\text{Distancia } b \text{ (m)} = a * \sin B$ $\text{Distancia } c \text{ (m)} = a * \cos B$
2) Coordenadas polares.	$\text{Dirección: } B = \tan^{-1}\left(\frac{b}{c}\right)$ $DH = a = \sqrt{b^2 + c^2}$
3) Tasa de construcción, BUR .	$BUR \left(\frac{^\circ}{30.5 \text{ m}}\right) = \frac{\frac{180}{\pi} * 30.5}{R}$
4) Ángulo máximo de sostenimiento (θ).	$DC \text{ (m)} = R - D_2$ $DO \text{ (m)} = V_3 - V_1$ $\angle DOC = \tan^{-1}\left(\frac{DC}{DO}\right)$ $OC \text{ (m)} = \frac{DO}{\cos \angle DOC}$ $\angle BOC = \cos^{-1}\left(\frac{R}{OC}\right)$ $\angle BOD = \angle BOC + \angle DOC$ $\theta = AOD - BOD$
5) Profundidad vertical verdadera hasta el final de la construcción, EOB TVD (V_2).	$V_2 \text{ (m)} = V_1 + R * \sin \theta$
6) Metros desarrollados la final de la construcción, EOB MD .	$EOB MD \text{ (m)} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} * 30.5$
7) Desplazamiento al final de la construcción, (D_1).	$D_1 \text{ (m)} = R - (R * \cos \theta)$
8) Metros desarrollados totales hasta el objetivo, Total MD .	$BC \text{ (m)} = \sqrt{OC^2 - OB^2}$ $Total MD \text{ (m)} = EOB MD + BC$

Nota. Modificado de (Verteuil, 2001).

Diseñe la trayectoria de un pozo tipo J en aguas ultraprofundas cuyo tirante de agua es de 1,500 metros, para las condiciones indicadas a continuación:

Datos	Diagrama
<p><i>Profundidad objetivo (submarina)</i> $= V_3 = 3,193.97 \text{ m}$</p> <p><i>Coordenada sur del objetivo = c</i> $= 654.83 \text{ m}$</p> <p><i>Coordenada este del objetivo = b</i> $= 983.93 \text{ m}$</p> <p><i>Declinación Azimuth = 6°E</i></p> <p><i>Profundidad KOP = V₁ = 1,960.55 m</i></p> <p>$BUR = \frac{3^\circ}{30.5\text{m}}$</p>	

Procedimiento para el cálculo de pozo tipo J.

1. Graficamos en un plano las coordenadas cartesianas donde se ubica el objetivo del pozo, tomando en cuenta la declinación de 6°, **fig. 2.15.**

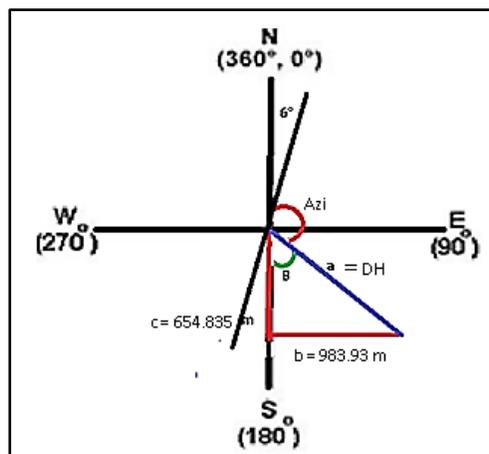


Figura. 2.15 Ejemplo para obtener azimuth y desplazamiento horizontal del pozo tipo J.



2. Obtenemos las coordenadas polares del objetivo.

De datos se conoce: $b = 983.93 \text{ m}$, $c = 654.83 \text{ m}$

$$\text{Dirección: } B = \tan^{-1}\left(\frac{b}{c}\right) = \tan^{-1}\left(\frac{983.93}{654.83}\right) = 56.35^\circ$$

$$DH: a (m) = \sqrt{b^2 + c^2} = \sqrt{(983.93)^2 + (654.83)^2} = 1,181.91 \text{ m} = D_2$$

El desplazamiento horizontal es: $DH = a = 1,181.91 \text{ m}$.

La dirección del objetivo es de $S56.35^\circ E$. Y por lo tanto el azimuth será de:

$$Azi = 180 - 56.35^\circ = 123.65^\circ .$$

Haciendo la corrección por la declinación presente, la dirección magnética del objetivo es:

$$56.35^\circ + 6^\circ = 62.35^\circ = S62.35^\circ E.$$

3. Determinamos el radio de construcción, despejándolo de fórmula de tasa de construcción.

$$BUR \left(\frac{^\circ}{30.5 \text{ m}} \right) = \frac{\frac{180}{\pi} * 30.5}{R}$$

$$R = \frac{1,747.52}{BUR} = \frac{1,747.52}{3} = 582.50 \text{ m} = OB$$

4. Para determinar el máximo ángulo de sostenimiento, calculamos todas las variables involucradas, que se muestran en el diagrama.

$$DC (m) = R - D_2 = 582.50 - 1,181.91 = -599.41 \text{ m}$$

$$DO (m) = V_3 - V_1 = 3,193.97 - 1,960.55 = 1,233.42 \text{ m}$$

$$\angle DOC = \tan^{-1}\left(\frac{DC}{DO}\right) = \tan^{-1}\left(\frac{-599.41}{1,233.42}\right) = -25.92^\circ$$

$$OC (m) = \frac{DO}{\cos \angle DOC} = \frac{1,233.42}{\cos(-25.92^\circ)} = 1,371.37 \text{ m}$$

$$\angle BOC = \cos^{-1}\left(\frac{R}{OC}\right) = \cos^{-1}\left(\frac{582.50}{1,371.37}\right) = 64.86^\circ$$

$$\angle BOD = \angle BOC + \angle DOC = 64.86^\circ + (-25.92^\circ) = 38.94^\circ$$

$$\theta = AOD - BOD = 90^\circ - 38.94^\circ = 51.06^\circ$$

5. Calculamos la profundidad vertical verdadera hasta el final de la construcción.

$$V_2(m) = V_1 + R * \sin\theta = 1,960.55 + (582.50 * \sin(51.06^\circ)) = 2,413.62 \text{ m}$$

6. Determinamos los metros desarrollados al final de la construcción.

$$EOB \text{ MD} (m) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} * 30.5 = 1,960.55 + \frac{51.06^\circ}{3^\circ} * 30.5 = 2,479.66 \text{ m}$$

7. Calculamos el desplazamiento al final de la construcción.

$$D_1 = R - (R * \cos\theta) = 582.50 - (582.50 * \cos(51.06^\circ)) = 216.40 \text{ m}$$

8. Y obtenemos los metros desarrollados totales hasta llegar al objetivo.

$$BC (m) = \sqrt{OC^2 - OB^2} = \sqrt{(1,371.37)^2 - (582.50)^2} = 1,241.51 \text{ m}$$

$$\text{Total MD} (m) = EOB \text{ MD} + BC = 2,479.66 + 1,241.51 = 3,721.17 \text{ m}$$

9. Por último con ayuda del diagrama y los valores calculados obtenemos la trayectoria del pozo, **fig. 2.16**.

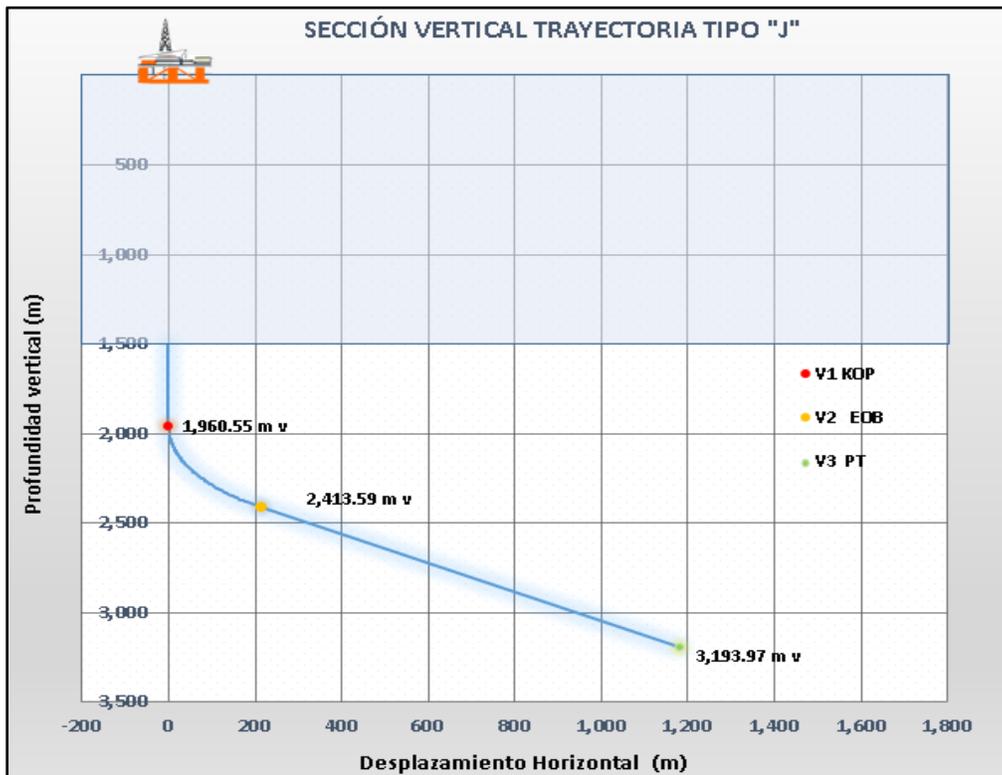


Figura. 2.16 Perfil de pozo tipo J, para el ejemplo 3. Generado por Excel 2016. (José y Ovando, 2019).



Ejemplo 4. Construcción del pozo tipo S.

Tabla 2.3 Fórmulas para el cálculo de pozo S.

CÁLCULO	FÓRMULA
1) Coordenadas cartesianas.	Distancia b (m) = $a * \sin B$ Distancia c (m) = $a * \cos B$
2) Coordenadas polares.	Dirección: $B = \tan^{-1} \left(\frac{b}{c} \right)$ Distancia: $a = \sqrt{b^2 + c^2}$
3) Tasa de construcción y tasa de caída, BUR y DOR.	$BUR \left(\frac{^\circ}{30.5 \text{ m}} \right) = \frac{180}{\pi} * \frac{30.5}{R_1}$ $DOR \left(\frac{^\circ}{30.5 \text{ m}} \right) = \frac{180}{\pi} * \frac{30.5}{R_2}$
4) Ángulo máximo de sostenimiento (θ).	FE (m) = $R_1 - (D_3 - R_2)$ EO (m) = $V_4 - V_1$ $\angle FOE = \tan^{-1} \left(\frac{FE}{EO} \right)$ OF (m) = $\sqrt{FE^2 + EO^2}$ $FG = R_1 + R_2$ $\angle FOG = \sin^{-1} \left(\frac{FG}{OF} \right)$ $\theta = FOG - FOE$
5) Profundidad vertical verdadera hasta el final de la construcción, EOB TVD (V_2).	$V_2(m) = V_1 + R_1 * \sin\theta$
6) Metros desarrollados al final de la construcción, EOB MD.	$EOB MD (m) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} * 30.5$
7) Desplazamiento al final de la construcción, (D_1).	$D_1 = R_1 - (R_1 * \cos\theta)$
8) Metros desarrollados al comienzo de la caída, SOD MD.	$OG (m) = \sqrt{OF^2 - FG^2}$
9) Profundidad vertical verdadera hasta el comienzo de la caída, SOD TVD (V_3).	$SOD MD (m) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} * 30.5 + BC$ $SOD TVD = V_3(m) = V_2 + (BC * \cos\theta)$
10) Desplazamiento al comienzo de la caída, (D_2).	$D_2 = D_1 + (BC * \sin\theta)$
12) Metros desarrollados totales hasta el objetivo, Total MD.	$Total MD (m) = SOD MD + \frac{\theta}{DOR} * 30.5$

Nota. Modificado de (Verteuil, 2001).

Diseñe la trayectoria de un pozo tipo S en aguas ultraprofundas con un tirante de agua de 1,500 metros, para las condiciones indicadas a continuación:

Datos	Diagrama
<p>Coordenada norte del objetivo = c = 783.24 m</p> <p>Coordenada este del objetivo = b = 209.84 m</p> <p>$KOP = V_1 = 1,951.40$ m</p> <p>$TVD = V_4 = 3,635$ m</p> <p>$BUR = \frac{2^\circ}{30.5m}$</p> <p>$DOR = \frac{2.5^\circ}{30.5m}$</p>	

Procedimiento para el cálculo de pozo S.

1. Graficamos en un plano las coordenadas cartesianas donde se ubica el objetivo del pozo, **fig. 2.17**.

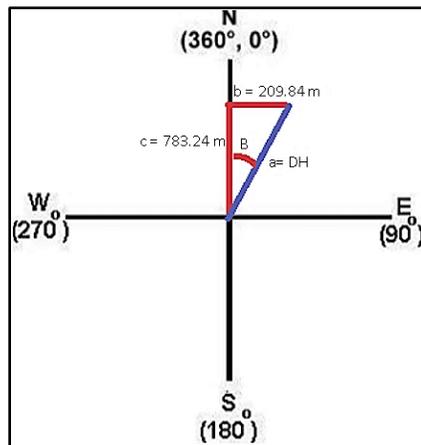


Figura. 2.17 Ejemplo para obtener azimuth y desplazamiento horizontal del pozo tipo S.



2. Obtenemos las coordenadas polares del objetivo.

De datos se conoce: $b = 209.84 \text{ m}$, $c = 783.24 \text{ m}$

$$\text{Dirección: } B = \tan^{-1}\left(\frac{b}{c}\right) = \tan^{-1}\left(\frac{209.84}{783.24}\right) = 15^\circ$$

$$\text{Azi} = B = 15^\circ$$

$$DH: a (m) = \sqrt{b^2 + c^2} = \sqrt{(209.84)^2 + (783.24)^2} = 810.86 \text{ m} = D_3$$

El desplazamiento horizontal es: $DH = a = D_3 = 810.86 \text{ m}$

La dirección del objetivo es de N15°E. Y por lo tanto el azimuth será de 15°:

3. Determinamos el radio de construcción y de caída, despejándolos de las fórmulas de tasa de construcción y tasa de caída.

$$R_1(m) = \frac{\frac{180}{\pi} * 30.5}{BUR} = \frac{1747.521}{2} = 873.76 \text{ m}$$

$$R_2(m) = \frac{\frac{180}{\pi} * 30.5}{DOR} = \frac{1747.52}{2.5} = 699.00 \text{ m}$$

4. Para determinar el máximo ángulo de sostenimiento, calculamos todas las variables involucradas, que se muestran en el diagrama.

$$FE (m) = R_1 - (D_3 - R_2) = 873.76 - (810.86 - 699.00) = 761.90 \text{ m}$$

$$EO (m) = V_4 - V_1 = 3,635 - 1,951.40 = 1,683.60 \text{ m}$$

$$\angle FOE = \tan^{-1}\left(\frac{FE}{EO}\right) = \tan^{-1}\left(\frac{761.90}{1,683.60}\right) = 24.35^\circ$$

$$OF (m) = \sqrt{FE^2 + EO^2} = \sqrt{(761.90)^2 + (1,683.60)^2} = 1,848 \text{ m}$$

$$FG = R_1 + R_2 = 873.760 + 699.00 = 1,572.76 \text{ m}$$

$$\angle FOG = \sin^{-1}\left(\frac{FG}{OF}\right) = \sin^{-1}\left(\frac{1,572.76}{1,848}\right) = 58.32^\circ$$

$$\theta = FOG - FOE = 58.32^\circ - (24.35^\circ) = 34^\circ$$

5. Calculamos la profundidad vertical verdadera hasta el final de la construcción.

$$V_2(m) = V_1 + (R_1 * \sin\theta) = 1,951.40 + (873.76 * \sin(34^\circ)) = 2,440 \text{ m}$$



6. Obtenemos los metros desarrollados al final de la construcción.

$$EOB MD (m) = V_1 + \frac{\theta}{BUR} * 30.5 = 1,951.40 + \frac{34^\circ}{2^\circ} * 30.5 = 2,470 m$$

7. Calculamos el desplazamiento al final de la construcción.

$$D_1 = R_1 - (R_1 * \cos\theta) = 873.76 - (873.76 * \cos(34^\circ)) = 149.38 m$$

8. Calculamos los metros desarrollados al comienzo de la caída.

$$OG (m) = \sqrt{OF^2 - FG^2} = \sqrt{(1,848)^2 - (1,572.76)^2} = 970.31 m = BC$$

$$SOD MD (m) = EOB MD + BC = 2,470 + 970.31 = 3,440.31 m$$

9. Determinamos la profundidad vertical verdadera hasta al comienzo de la caída.

$$SOD TVD = V_3(m) = V_2 + (BC * \cos\theta) = 2,440 + (970.31 * \cos(34^\circ)) = 3,244.42 m$$

10. Calculamos el desplazamiento al comienzo de la caída.

$$D_2 = D_1 + (BC * \sin\theta) = 149.38 + (970.31 * \sin(34^\circ)) = 691.97 m$$

11. Y obtenemos los metros desarrollados totales hasta llegar al objetivo.

$$Total MD (m) = SOD MD + \frac{\theta}{DOR} * 30.5 = 3,440.31 + \frac{34^\circ}{2.5^\circ} * 30.5 = 3,855.11 m$$

12. Por último con ayuda del diagrama y los valores calculados obtenemos la trayectoria del pozo, **fig. 2.18**.

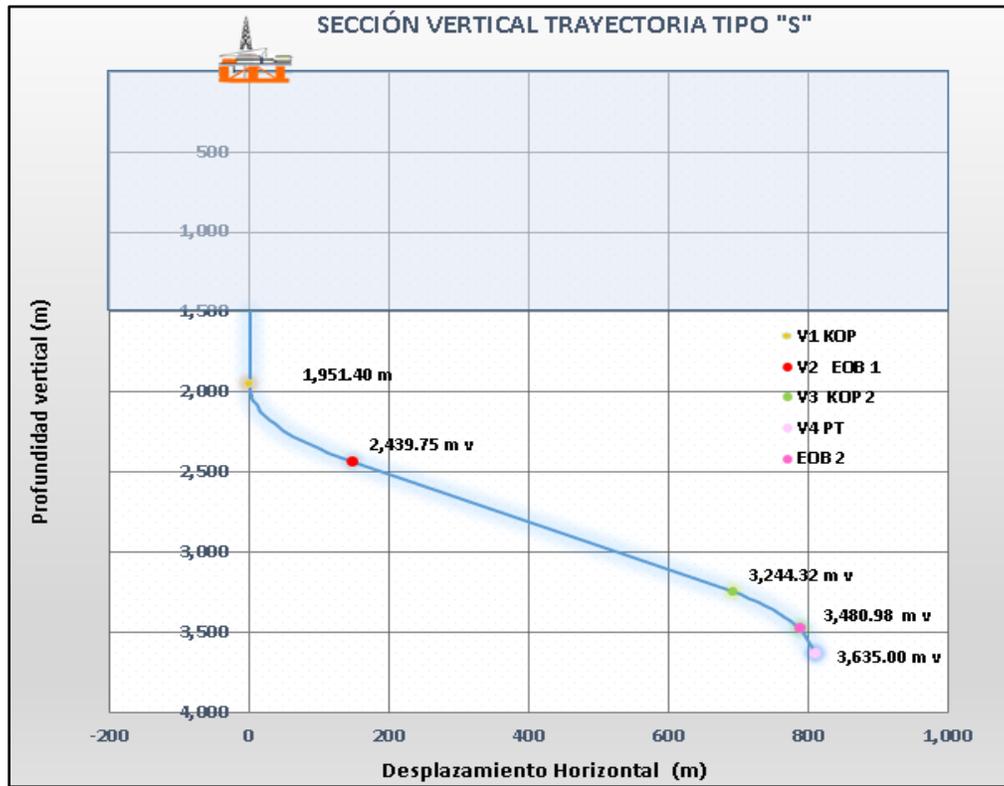


Figura. 2.18 Perfil de pozo tipo S, para el ejemplo 4. Generado por Excel 2016. (José y Ovando, 2019).



Ejemplo 5. Construcción del pozo tipo S modificado.

Tabla 2.4 Fórmulas para el cálculo de pozo S modificado.

CÁLCULO	FÓRMULA
1) Coordenadas cartesianas.	Distancia b (m) = $a * \sin B$ Distancia c (m) = $a * \cos B$
2) Coordenadas cartesianas.	Dirección: $B = \tan^{-1} \left(\frac{b}{c} \right)$ $DH = a$ (m) = $\sqrt{b^2 + c^2}$
3) Radio de construcción, R_1 .	$R_1(m) = \frac{180}{\pi} * 30.5/BUR$
4) Radio de caída, R_2 .	$R_2(m) = \frac{180}{\pi} * 30.5/DOR$
5) Ángulo de inclinación-declinación, θ .	Para: $R_1 + R_2 < X_5$ θ $= 180^\circ - \tan^{-1} \left[\frac{D_4 - D_1}{X_4 - (R_1 - R_2)} \right]$ $- \cos^{-1} \left[\frac{R_1 + R_2}{D_4 - D_1} \right]$ $* \text{sen} \left\{ \tan^{-1} \left[\frac{D_4 - D_1}{X_4 - (R_1 - R_2)} \right] \right\}$
6) Longitud del arco de incremento, L_{ARC1} .	$L_{ARC1}(m) = \theta/BUR$
7) Longitud del primer tramo tangente, L_{TAN} .	$L_{TAN1}(m) = \frac{R_1}{\tan \Omega}$ $\Omega = \sin^{-1} \left[\frac{R_1}{\sqrt{(X_3 - R_1)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right]$
8) Longitud del arco de decremento parcial, L_{ARC2} .	$L_{ARC2}(m) = L_{ARC1} - \frac{\theta'}{DOR}$
9) Profundidad vertical al final de la curva de incremento, D_2 .	$D_2(m) = D_1 + (R_1 * \sin\theta)$
10) Desplazamiento horizontal al final de la curva de incremento, X_2 .	$X_2(m) = R_1 - (R_1 * \cos\theta)$
11) Profundidad vertical al final de la sección tangente, D_3 .	$D_3(m) = D_1 + (R_1 * \sin\theta)$ $+ (L_{TAN} * \cos\theta)$

Nota. Modificado de (PEMEX, 2000).



Tabla 2.5 Fórmulas para el cálculo de pozo S modificado (continuación).

CÁLCULO	FÓRMULA
1) Desplazamiento horizontal al final de la sección tangente, X_3 .	$X_3(m) = R_1 - (R_1 * \cos\theta) + (L_{TAN} * \sin\theta)$
2) Profundidad vertical al final de la curva de decremento total, D_4 .	$D_4(m) = D_3 + (R_2 * \sin\theta)$
3) Desplazamiento horizontal al final de la curva de decremento parcial, X_4 .	$X_4(m) = X_5 + R_2 - (R_2 * \cos\theta')$
4) Profundidad vertical al final de la curva de decremento parcial, D_5 .	$D_5(m) = D_4 - (R_2 * \sin\theta')$
5) Desplazamiento horizontal al final de la curva de decremento total, X_5 .	$X_5(m) = X_3 + R_2 - (R_2 * \cos\theta)$
6) Desplazamiento hasta el objetivo, X_6 .	$\tan(90^\circ - \theta') = \frac{D_6 - D_5}{X_6 - X_4}$
7) Longitud del segundo tramo tangente, L_{TAN2} .	$\sin(90^\circ - \theta') = \frac{D_6 - D_5}{L_{TAN2}}$
8) Metros desarrollados hasta el objetivo, D_M .	$D_M = D_1 + L_{ARC1} + L_{TAN1} + L_{ARC2} + L_{TAN2}$

Nota. Modificado de (PEMEX, 2000).

Diseñe la trayectoria de un pozo de alivio tipo S modificado que se planea como programa de un pozo principal en aguas ultraprofundas y cuyo tirante de agua es de 1,500 metros. Las condiciones se muestran a continuación:

Datos	Diagrama
<p> <i>Coordenada norte del objetivo = c</i> $= 783.24 \text{ m}$ <i>Coordenada este del objetivo = b</i> $= 209.84 \text{ m}$ $D_1 = 1,957.20 \text{ m}$ $D_2 = 2,733.82 \text{ m}$ $D_3 = 3,192.87 \text{ m}$ $D_6 = 4,045.08 \text{ m}$ $BUR = \frac{2^\circ}{30.5\text{m}}$ $DOR = \frac{3^\circ}{30.5\text{m}}$ $\theta' = 10^\circ$ <i>Fin de la caída del ángulo</i> $= 3,612.21 \text{ m}$ </p>	

Procedimiento para el cálculo de pozo S modificado.

1. Graficamos en un plano las coordenadas cartesianas donde se ubica el objetivo del pozo, **fig. 2.19**.

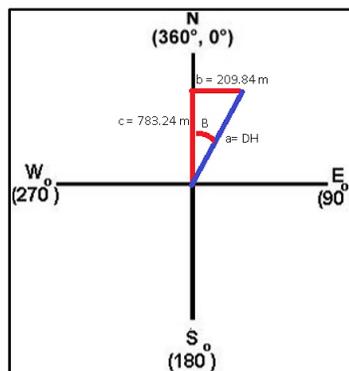


Figura. 2.19 Ejemplo para obtener azimuth y desplazamiento horizontal del pozo tipo S modificado.



2. Obtenemos las coordenadas polares del objetivo.

De datos se conoce: $b = 209.84 \text{ m}$, $c = 783.24 \text{ m}$

$$\text{Dirección: } B = \tan^{-1}\left(\frac{b}{c}\right) = \tan^{-1}\left(\frac{209.84}{782.73}\right) = 15^\circ$$

$$\text{Azi} = B = 15^\circ$$

$$DH: a (m) = \sqrt{b^2 + c^2} = \sqrt{(209.84)^2 + (783.24)^2} = 810.86 \text{ m}$$

El desplazamiento horizontal es: $DH = a = 810.86 \text{ m}$.

La dirección del objetivo es de N15°E. Y por lo tanto el azimuth será de 15°:

3. Determinamos el radio de construcción y de caída, despejándolos de las fórmulas de tasa de construcción y tasa de caída.

$$R_1(m) = \frac{\frac{180}{\pi} * 30.5}{BUR} = \frac{1747.52}{2} = 873.76 \text{ m}$$

$$R_2(m) = \frac{\frac{180}{\pi} * 30.5}{DOR} = \frac{1747.52}{3} = 582.50 \text{ m}$$

4. Obtenemos el máximo ángulo de inclinación-declinación, del dato de profundidad vertical al final de la curva de incremento.

$D_2(m) = D_1 + (R_1 * \sin\theta)$, despejamos el ángulo:

$$\theta = \sin^{-1}\left(\frac{D_2 - D_1}{R_1}\right) = \sin^{-1}\left(\frac{2,733.82 - 1,957.20}{873.76}\right) = 62.72^\circ$$

5. Calculamos las longitudes de los arcos de incremento y decremento.

$$L_{ARC1}(m) = \frac{\theta}{BUR} = \frac{62.72^\circ}{2^\circ/30.5} = 956.57 \text{ m}$$

$$L_{ARC2}(m) = \frac{\theta - \theta'}{DOR} = \frac{62.72^\circ - 10^\circ}{3^\circ/30.5} = 536.04 \text{ m}$$

$$L_{ARC2}(m) = L_{ARC1} - \frac{\theta'}{DOR} = 956.57 - \frac{10^\circ}{3^\circ/30.5} = 854.90 \text{ m}$$

6. Determinamos el desplazamiento horizontal al final de la curva de incremento.

$$X_2(m) = R_1 - (R_1 * \cos\theta) = 873.76 - (873.76 * \cos(62.72^\circ)) = 473.36 \text{ m}$$



7. Determinamos la longitud del primer tramo tangente, despejándola de la profundidad vertical al final de la sección tangente.

$$D_3(m) = D_1 + (R_1 * \sin\theta) + (L_{TAN} * \cos\theta) ; \text{despejamos } L_{TAN}$$

$$L_{TAN1} = \frac{D_3 - D_1 - (R_1 * \sin\theta)}{\cos\theta} = \frac{3,192.87 - 1,957.20 - (873.76 * \sin(62.72^\circ))}{\cos(62.72^\circ)}$$

$$= 1,001.75 \text{ m}$$

8. Obtenemos el desplazamiento horizontal al final de la sección tangente, y obtenemos el ángulo necesario para la trayectoria.

$$X_3(m) = R_1 - (R_1 * \cos\theta) + (L_{TAN} * \sin\theta)$$

$$= 873.76 - (873.76 * \cos(62.72^\circ)) + (1,001.75 * \sin(62.72^\circ)) = 1,363.72 \text{ m}$$

$$\Omega = \sin^{-1} \left[\frac{R_1}{\sqrt{(X_3 - R_1)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right]$$

$$= \sin^{-1} \left[\frac{873.76}{\sqrt{(1,363.72 - 873.76)^2 + (3,192.87 - 1,957.20)^2}} \right] = 41.01^\circ$$

9. Obtenemos la profundidad vertical al final de la curva de decremento total.

$$D_4(m) = D_3 + (R_2 * \sin\theta) = 3,192.87 + (582.50 * \sin(62.72^\circ)) = 3,710.61 \text{ m}$$

10. Después determinamos el desplazamiento horizontal hasta el final de la declinación total.

$$X_5(m) = X_3 + R_2 - (R_2 * \cos\theta) = 1,363.72 + 582.50 - (582.50 * \cos(62.72^\circ)) = 1,679.30 \text{ m}$$

11. Calculamos el desplazamiento horizontal hasta el final de la declinación parcial.

$$X_4(m) = X_5 + R_2 - (R_2 * \cos\theta') = 1,679.30 + 582.50 - (582.50 * \cos(10^\circ)) = 1,688.15 \text{ m}$$

12. Obtenemos la profundidad vertical al final de la curva de decremento parcial.

$$D_5(m) = D_4 - (R_2 * \sin\theta') = 3,710.61 - (582.50 * \sin(10^\circ)) = 3,609.46 \text{ m}$$

13. Determinamos el desplazamiento horizontal hasta el objetivo.

$$\tan(90^\circ - \theta') = \frac{D_6 - D_5}{X_6 - X_4}, \text{despejamos } X_6$$

$$X_6 = \frac{D_6 - D_5}{\tan(90^\circ - \theta')} + X_4 = \frac{4,045.08 - 3,609.46}{\tan(90^\circ - 10^\circ)} + 1,688.15 = 1,764.96 \text{ m}$$

14. Obtenemos la longitud del segundo tramo tangente.

$$\sin(90^\circ - \theta') = \frac{D_6 - D_5}{L_{TAN2}}, \text{ despejamos } L_{TAN2}$$

$$L_{TAN2} = \frac{D_6 - D_5}{\sin(90^\circ - \theta')} = \frac{4,045.08 - 3,609.46}{\sin(90^\circ - 10^\circ)} = 442.33 \text{ m}$$

15. Obtenemos los metros desarrollados totales hasta el objetivo.

$$D_M = D_1 + L_{ARC1} + L_{TAN1} + L_{ARC2} + L_{TAN2}$$

$$D_M = 1,957.20 + 956.57 + 1,001.75 + 536.04 + 442.33 = 4,894.00 \text{ m}$$

16. Por último con ayuda del diagrama y los valores calculados obtenemos la trayectoria del pozo, **fig. 2.20**.

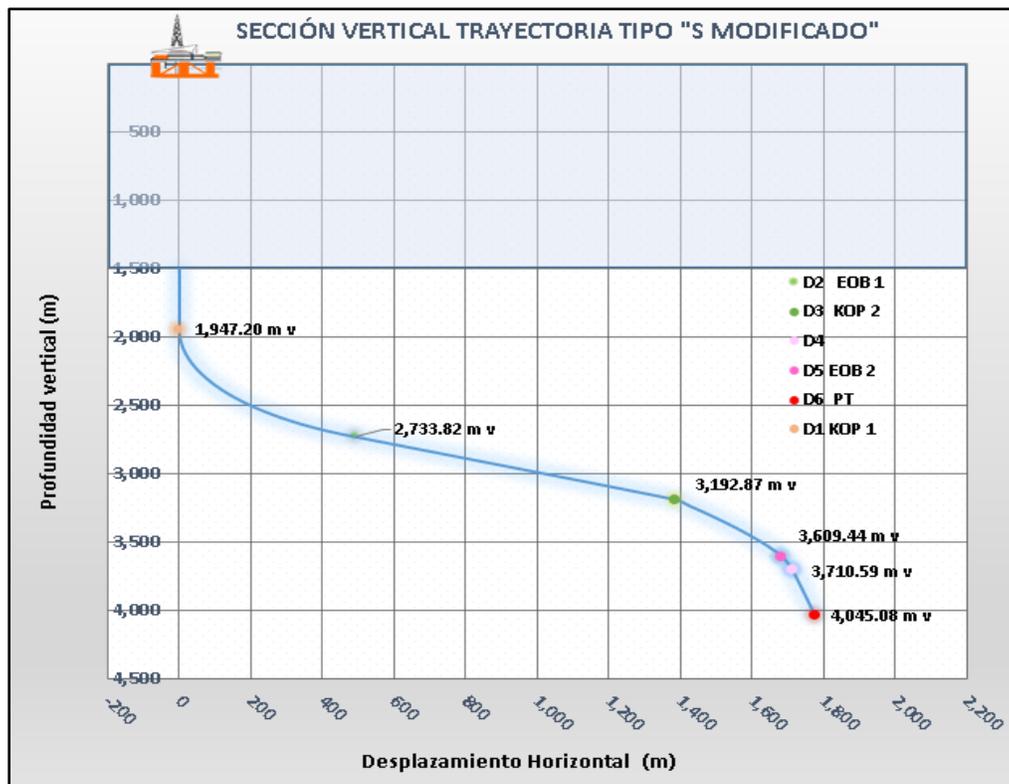


Figura. 2.20 Perfil del pozo de alivio tipo S modificado, para el ejemplo 5. Generado por Excel 2016. (José y Ovando, 2019).



Ejemplo 6. Construcción del pozo tipo Horizontal.

Tabla 2.6 Fórmulas para el cálculo de pozo Horizontal.

CÁLCULO	FÓRMULA
1) Coordenadas cartesianas.	Distancia b (m) = $a * \sin B$ Distancia c (m) = $a * \cos B$
2) Coordenadas polares.	Dirección: $B = \tan^{-1} \left(\frac{b}{c} \right)$ $DH = a$ (m) = $\sqrt{b^2 + c^2}$
3) Radio de curvatura, R_C .	$R_C(m) = \frac{\frac{180}{\pi} * 30.5}{\text{Grados de construcción}}$
4) Altura de la primera construcción, V_1 .	$V_1(m) = R_C * \sin 50^\circ$
5) Altura de la tangente, V_2 .	$V_2(m) = L_t * \cos I_2$
6) Altura de la primera construcción de la curvatura después de la tangente, V_3 .	$V_3(m) = R_C - (R_C * \cos 40^\circ)$
7) Punto de inicio, KOP .	$KOP(m) = Prof. total (mv) - V_1 - V_2 - V_3$
8) Desplazamiento horizontal parcial de la primera curva, Dh_1 .	$Dh_1(m) = R_C - (R_C * \cos 50^\circ)$
9) Desplazamiento horizontal parcial de la tangente, Dh_2 .	$Dh_2(m) = L_t * \sin I_2$
10) Desplazamiento horizontal parcial de la segunda construcción de la curvatura, Dh_3 .	$Dh_3(m) = R_C * \sin 40^\circ$
11) Desplazamiento horizontal hasta el objetivo, Dh_4 .	$Dh_4(m) = Dh_t - Dh_1 - Dh_2 - Dh_3$
12) Desplazamiento horizontal total, Dh_t .	$Dh_t(m) = Dh_1 + Dh_2 + Dh_3 + Dh_4$
13) Longitud de la primera construcción de la curva, L_{C1} .	$L_{C1}(m) = \frac{30.5(I_2 - I_1)}{\text{Grados de construcción}}$
14) Longitud de la segunda construcción de la curva, L_{C2} .	$L_{C2}(m) = \frac{30.5(I_3 - I_2)}{\text{Grados de construcción}}$
15) Profundidad media, P_m .	$P_m(m) = KOP + L_{C1} + L_t + L_{C2} + Dh_4$

Nota. Modificado de (Verteuil, 2001).

Diseñe la trayectoria de un pozo tipo horizontal en aguas ultraprofundas con un tirante de agua de 1,500 metros, para las condiciones indicadas a continuación:

Datos	Diagrama
<p>Coordenada norte del objetivo = c = 631.02 m</p> <p>Coordenada este del objetivo = b = 2,802.39 m</p> $BUR = \frac{8^\circ}{30.5m}$ <p>KOP: $I_1 = 0^\circ$</p> <p>Ángulo de la tangente = $I_2 = 50^\circ$</p> <p>Ángulo del objetivo = $I_3 = 90^\circ$</p> <p>Longitud de la tangente = L_t = 36.60 m</p> <p>Profundidad vertical al objetivo = 4,245 m</p>	

Procedimiento para el cálculo de pozo Horizontal.

1. Graficamos en un plano las coordenadas donde se ubica el objetivo del pozo, **fig. 2.21**.

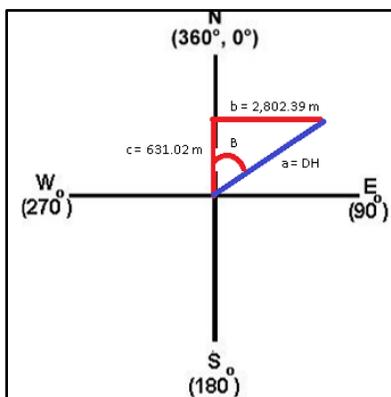


Figura. 2.21 Ejemplo para obtener azimuth y desplazamiento del pozo tipo horizontal.



2. Obtenemos las coordenadas polares del objetivo.

De datos se conoce: $b = 2,802.39 \text{ m}$, $c = 631.02 \text{ m}$

$$\text{Dirección: } B = \tan^{-1}\left(\frac{b}{c}\right) = \tan^{-1}\left(\frac{2,802.39}{631.02}\right) = 77.31^\circ$$

$$\text{Azi} = B = 77.31^\circ$$

$$\text{DH: } a \text{ (m)} = \sqrt{b^2 + c^2} = \sqrt{(2,802.39)^2 + (631.02)^2} = 2,872.55 \text{ m} = Dh_t$$

El desplazamiento horizontal total es: $Dh_t = a = 2,872.55 \text{ m}$.

La dirección del objetivo es de N77.31°E. Y por lo tanto el azimuth será de 77.31°:

3. Calculamos el radio de curvatura.

$$R_C \text{ (m)} = \frac{\frac{180}{\pi} * 30.5}{\text{Grados de construcción}} = \frac{1,747.52}{8} = 218.44 \text{ m}$$

4. Luego calculamos la altura de la primera construcción.

$$V_1 \text{ (m)} = R_C * \sin 50^\circ = 218.44 * \sin 50^\circ = 167.33 \text{ m}$$

5. Continuamos con la altura de la tangente.

$$V_2 \text{ (m)} = L_t * \cos I_2 = 36.60 * \cos 50^\circ = 23.52 \text{ m}$$

6. Calculamos la altura de la primera construcción de la curvatura después de la tangente.

$$V_3 \text{ (m)} = R_C - (R_C * \cos 40^\circ) = 218.44 - (218.44 * \cos 40^\circ) = 51.10 \text{ m}$$

7. Determinamos la profundidad del KOP.

$$KOP \text{ (m)} = \text{Prof. total (mv)} - V_1 - V_2 - V_3 = 4,245 - 167.33 - 23.52 - 51.10 = 4,003.03 \text{ m}$$

8. Calculamos el desplazamiento horizontal parcial de la primera curva.

$$Dh_1 \text{ (m)} = R_C - (R_C * \cos 50^\circ) = 218.44 - (218.44 * \cos 50^\circ) = 78.03 \text{ m}$$

9. Calculamos el desplazamiento horizontal parcial de la tangente.

$$Dh_2 \text{ (m)} = L_t * \sin I_2 = 36.60 * \sin 50^\circ = 28.03 \text{ m}$$

10. Calculamos el desplazamiento horizontal parcial de la segunda construcción de la curva.

$$Dh_3 \text{ (m)} = R_C * \sin 40^\circ = 218.44 * \sin 40^\circ = 140.41 \text{ m}$$

11. Calculamos el desplazamiento horizontal hasta el objetivo.

$$Dh_4(m) = Dh_t - Dh_1 - Dh_2 - Dh_3 = 2,872.55 - 78.03 - 28.03 - 140.41 = 2,626.07 \text{ m}$$

12. Continuamos calculando la longitud de la primera construcción de la curva.

$$L_{C1}(m) = \frac{30.5(I_2 - I_1)}{\text{Grados de construcción}} = \frac{30.5(50 - 0)}{8} = 190.62 \text{ m}$$

12. Calculamos la longitud de la segunda construcción de la curva.

$$L_{C2}(m) = \frac{30.5(I_3 - I_2)}{\text{Grados de construcción}} = \frac{30.5(90 - 50)}{8} = 152.50 \text{ m}$$

14. Determinamos la profundidad media, o también conocida como metros desarrollados totales.

$$P_m(m) = KOP + L_{C1} + L_t + L_{C2} + Dh_4 = 4,003.03 + 190.62 + 36.60 + 152.50 + 2,626.07 = 7,008.83 \text{ m}$$

12. Por último con ayuda del diagrama y los valores calculados obtenemos la trayectoria del pozo, **fig.2.22**.

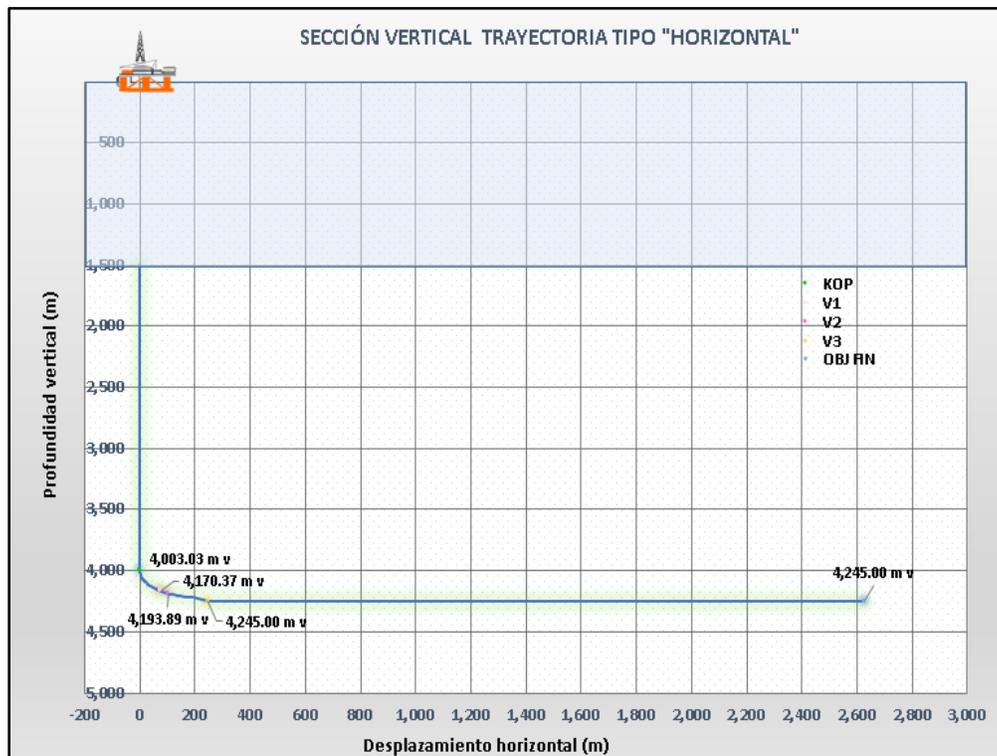


Figura. 2.22 Perfil del pozo tipo horizontal, para el ejemplo 6. Generado por Excel 2016. (José y Ovando, 2019).



2.4.4 Pozos de alivio.

En la perforación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas, hablar de un descontrol es crucial, dado el contacto directo con el medio marino, donde la accesibilidad al pozo es complicada en logística y costos.

En la actualidad, la normatividad indica que por cada programa de perforación de pozo (pozo principal) se deben presentar dos programas de perforación para pozos de alivio. Un pozo de alivio se perfora vecino a un pozo existente que ha sufrido una liberación incontrolada de hidrocarburos presurizados, con el objetivo de desviar los fluidos hacia este nuevo pozo de manera controlada o sofocarlo mediante el bombeo de lodo pesado o cemento.

La posición relativa entre el pozo reventado y el pozo de alivio es crucial, usualmente se habla que la ubicación de una plataforma para el alivio sea al menos de 500 metros de la localización del descontrol. Por lo que la intercepción precisa hacia el pozo existente se convierte en un componente clave en el diseño del pozo de alivio.

2.5 Geopresiones.

Los problemas asociados con la perforación de pozos de petróleo en gran parte se deben a la perturbación de los esfuerzos de la tierra alrededor del pozo causado por la creación del propio agujero y por la interacción del fluido de perforación con la formación, ya que la perforación en las capas estratificadas constituye una perturbación que altera el equilibrio de las presiones existentes y los esfuerzos de la tierra, junto con la presión de los poros de la formación, intentan restaurar el equilibrio previo forzando a los estratos a moverse hacia el pozo.

Por ello, conocer las presiones presentes que afectarán la construcción del pozo es un requisito esencial, y que gracias a diferentes metodologías son posibles de determinar.

2.5.1 Presiones presentes en la formación.

Las presiones de sobrecarga, poro y de fractura de las formaciones son fundamentales para una óptima planeación.

Presión de sobrecarga (P_S).

Se define como “*el peso de la columna de roca más los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a una determinada profundidad*” (McCray et al, 1963).



Presión de poro (Pp).

También llamada presión de formación es aquella “presión que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso, sobre la matriz de la roca” (McCray et al,1963). Puede ser de dos tipos: *normal*, cuando la presión es igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido, propio de la formación; y *anormal*, cualquier presión diferente a la presión normal, para un área dada. Si la presión de la formación excede a la hidrostática, se le denomina anormalmente alta, sobrepresión, o simplemente presión anormal; pero si es menor que la normal, entonces se le llama presión de formación anormalmente baja o subnormal, (**tabla 2.7**).

Las zonas con presiones de formación anormal pueden ser generadas a partir de diferentes mecanismos: generación de hidrocarburos, efectos termodinámicos, fenómenos de diagénesis o los osmóticos, actividad tectónica, recarga o represionamiento, nivel piezométrico del fluido y el desequilibrio en la compactación normal de los sedimentos.

Tabla 2.7 Métodos para la predicción de la presión de poro.

Directos	Esfuerzo efectivo		
	Verticales	Horizontales	Otros
Resistividad/Sónico Hottman y Johnson Pennebaker McClure	Resistividad/Sónico Profundidad equivalente	Resistividad/Sónico Eaton	Sónico Bowers Wilhem
	Profundidad equivalente del esfuerzo medio		
	Sónico Bellotti y Giacca Hart y Fleming	Sónico Weakley	Resistividad Holbrook
	Resistividad Bryant Alixant y Desbrantes	Resistividad Rasmus Stephens	

Nota. Modificado de (Bowers, 1999).

Esfuerzo efectivo o de la matriz (σ).

Definido como “el esfuerzo generado por el contacto grano a grano de la matriz de roca, el cual está en función de la sobrecarga a la profundidad de interés”, (Terzaghi, K., 1943).



Presión de fractura (P_F).

Se define como “la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca” (McCray, A. y Cole, F., 1963, p.97). La resistencia que opone la formación a ser fracturada depende de la solidez o cohesión de la roca y la de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia original por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto las fracturas creadas en las zonas someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en zonas profundas son verticales, **(tabla 2.8)**.

Tabla 2.8 Métodos para la predicción de la presión de fractura.

Esfuerzo mínimo	Esfuerzo tangencial	Mecánica de la fractura	Directos
Hubbert y Willis Mathews y Kelly Pennebaker Eaton Christman Pilkington Daget y Parigot Daines Brennan y Annis Zamora Holbrook, Maggiori y Hensley Singh y Emery	<i>Fracturas impermeables</i> Hubbert y Willis Anderson, Ingram y Zanier Aadnoy y Larsen <i>Fracturas permeables</i> Haimson y Fairhurst Belloti y Giacca	<i>Fracturas completamente presionadas</i> Abou-Sayed, Brechtel y Clifton <i>Cualquier perfil de presión de fractura</i> Rummel	Prueba de goteo (LOT) <i>Profundidad</i> Belloti y Giacca Rocha y Bourgoyne Baker y Wood <i>Profundidad y presión de poro</i> Breckels y van Eekelen <i>Presión de poro</i> Salz

Nota. Modificado de (Bowers, 1999).

Prueba de goteo (*Leak off test*).

Es un método directo como una medida de apoyo para conocer con mayor exactitud el gradiente de fractura existente debajo de la zapata de la última tubería de revestimiento. Es conveniente efectuar una prueba de goteo mediante fracturamiento inducido.

Consiste en aplicar presión en la superficie (con el preventor anular cerrado) en forma controlada, que sumada a la columna hidrostática dará una presión total sobre las paredes del pozo; esta presión induce unas pequeñas fracturas por las que se filtra lodo. La prueba de goteo se puede efectuar en todo tipo de formaciones. La cual proporcionará información sobre la máxima densidad equivalente de lodo que el agujero descubierto puede soportar, antes de que ocurra una pérdida de circulación por el fracturamiento de la formación.

Terminología de una prueba de goteo, fig. 2.23.

Presión de goteo (leak off test, LOP): punto donde la pendiente se desvía de su tendencia lineal durante el bombeo. Punto donde la fractura se abre y empieza a admitir fluidos.

Esfuerzo mínimo (minumun stress, MS): presión a la cual la fractura empieza a cerrarse. La disminución de la pendiente refleja un ritmo bajo de pérdida de fluido conforme la fractura se cierra.

Presión de fractura: punto en el cual la presión disminuye significativamente mientras se bombea. Indica un incremento inestable de la fractura.

Presión de cierre (instant snap initial pressure, ISIP): presión registrada inmediatamente después de que se detiene el bombeo, cuando el pozo se cierra.

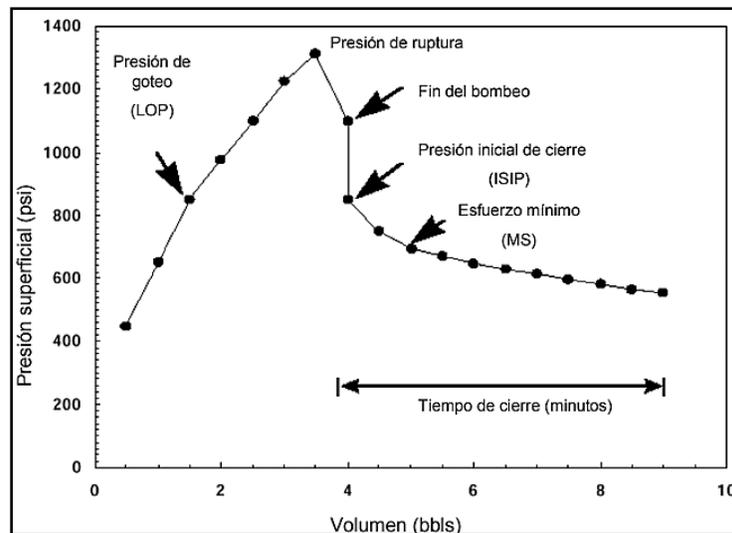


Figura. 2.23 Diagramas volumen contra Presión superficial. de una prueba de goteo. (Bowers, 1999).

2.5.3 Generación de la ventana operativa.

La ventana de perforación es el área delimitada por la presión de formación y presión de fractura (considerando sus respectivos márgenes de seguridad).

La operación por debajo del límite inferior de la ventana de perforación da como resultado la entrada de fluidos de formación en el pozo, lo que puede provocar un reventón del pozo. Mientras que la operación por encima del límite superior de la ventana da como resultado la pérdida del fluido de perforación y otras complicaciones de perforación (como la adherencia diferencial, el daño al yacimiento, etc.). También define la profundidad de perforación máxima permitida en el agujero descubierto, ocasionada por la convergencia de la profundidad de presión de fractura de formación más débil, en la sección menos profunda, y la profundidad de presión de poro más alta, desde la profundidad creciente o el inicio de sobrepresión.

Los márgenes estrechos se producen en diferentes grados, en diferentes áreas y por diferentes razones. Se sabe que ocurren en áreas como campos de alta presión y temperatura (HPHT), campos agotado y entornos de aguas profundas. En aguas profundas y ultraprofundas, uno de los motivos principales de los márgenes estrechos es la profundidad del agua y el efecto que tiene sobre la relación de la presión de poro (PP) y el gradiente de fractura (FG).

La presión de iniciación de la fractura de la formación se reduce respecto de la presión en tierra firme o en aguas someras porque la sobrecarga terrestre es reemplazada por agua de mar, lo que se traduce en un menor esfuerzo vertical. Y es reducida aún más por los sedimentos no compactados y no consolidados, estructuralmente débiles, que son comunes de las secciones someras de los pozos en aguas profundas. Dado que la presión de poro generalmente se incrementa con la profundidad, la ventana de perforación se estrecha cada vez más a medida que aumenta el tirante de agua, **fig. 2.24**.

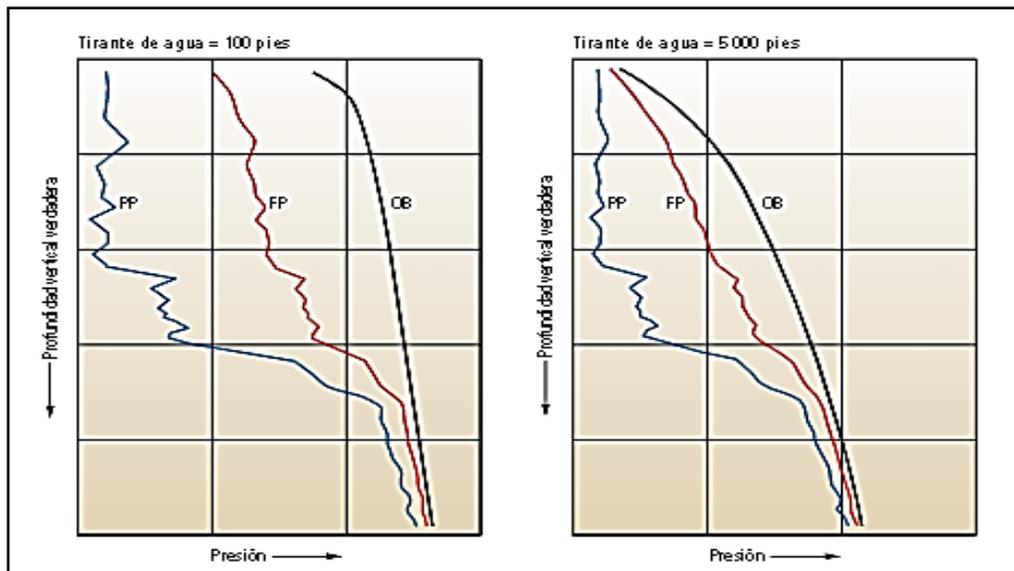


Figura 2.24 Comparación entre una ventana de perforación en aguas someras (izq.) y aguas profundas (derecha.). (Cummings, 2015).

En aguas profundas y ultraprofundas debido a la estrecha ventana si el pozo alcanza una profundidad en la que la ventana se cierra, el lodo de perforación se perderá en la formación y el operador no tendrá otra alternativa que proceder a la entubación del pozo.

Importancia de la ECD

Otro elemento importante en la ventana operativa es la línea de densidad de lodo, que será la fuente principal de nuestra presión hidrostática. Pero más que el término densidad nos referimos a la densidad equivalente de circulación (ECD) que está en función del peso de lodo, las propiedades reológicas, la caída de presión por fricción y la carga de sólidos.

La ECD es definida como la densidad efectiva ejercida por un fluido en circulación contra la formación que tiene en cuenta la caída de presión en el espacio anular.

Mientras el fluido que se encuentra circulante en el pozo va a ir ejerciendo una presión mayor que la presión de poro (sobre balance), evitando un influjo de fluidos de la formación.

Una densidad insuficiente puede provocar una inestabilidad del pozo e incluso su colapso, por el contrario, si la densidad es demasiado alta puede afectar la integridad mecánica de la formación fracturándola y presentando pérdida de circulación. Para evitar este tipo de incidentes, el perforador busca mantener la ECD dentro de la ventana de densidad de fluido, **fig. 2.25**.

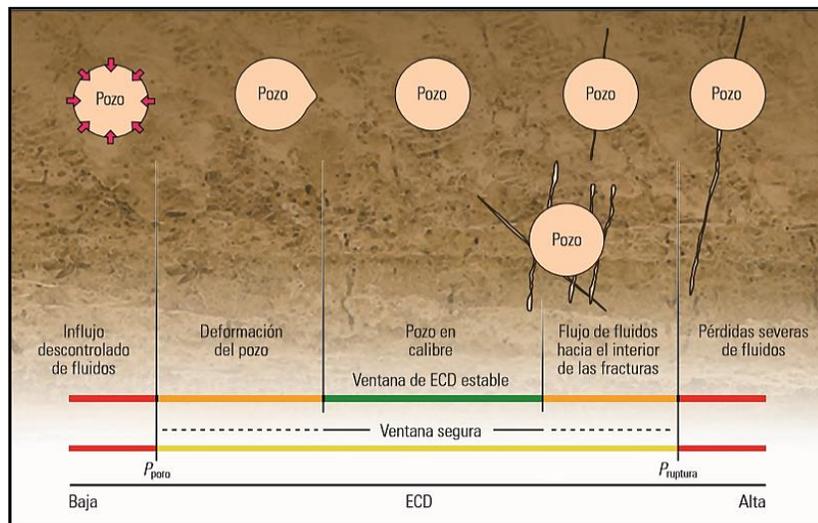


Figura. 2.25 Perfil de pozos en función de la densidad de fluido. (Cook, 2012).

Para el caso de aguas profundas y ultraprofundas se complica el manejo de alta ECD por los márgenes de perforación estrechos y que los fluidos usados son del tipo sintético (SBMs) cuyos costos son muy elevados, por lo que la pérdida de circulación no es una opción favorable.

Para ello se cuenta con un método y herramienta para la gestión de la ECD en aguas profundas y ultraprofundas, usando un peso de fluido cercano al gradiente de presión de poro del pozo y un estrangulamiento submarino en el fondo marino.

Aunque la variación de la densidad es pequeña, la contribución de la columna de agua a la sobre carga total a la profundidad del tirante de agua se incrementa conforme se incrementa el tirante de agua. Las variaciones llegan a ser significativas para la determinación en flujo de agua somera y gradiente de fractura somero.

La gestión de la presión es una tarea importante para la perforación y la operación segura en un entorno marino, especialmente en aguas profundas.

A continuación, se muestra una ventana supuesta para un pozo típico de aguas ultraprofundas que servirá como ejemplo de aplicación durante el desarrollo del trabajo, **fig. 2.26**.

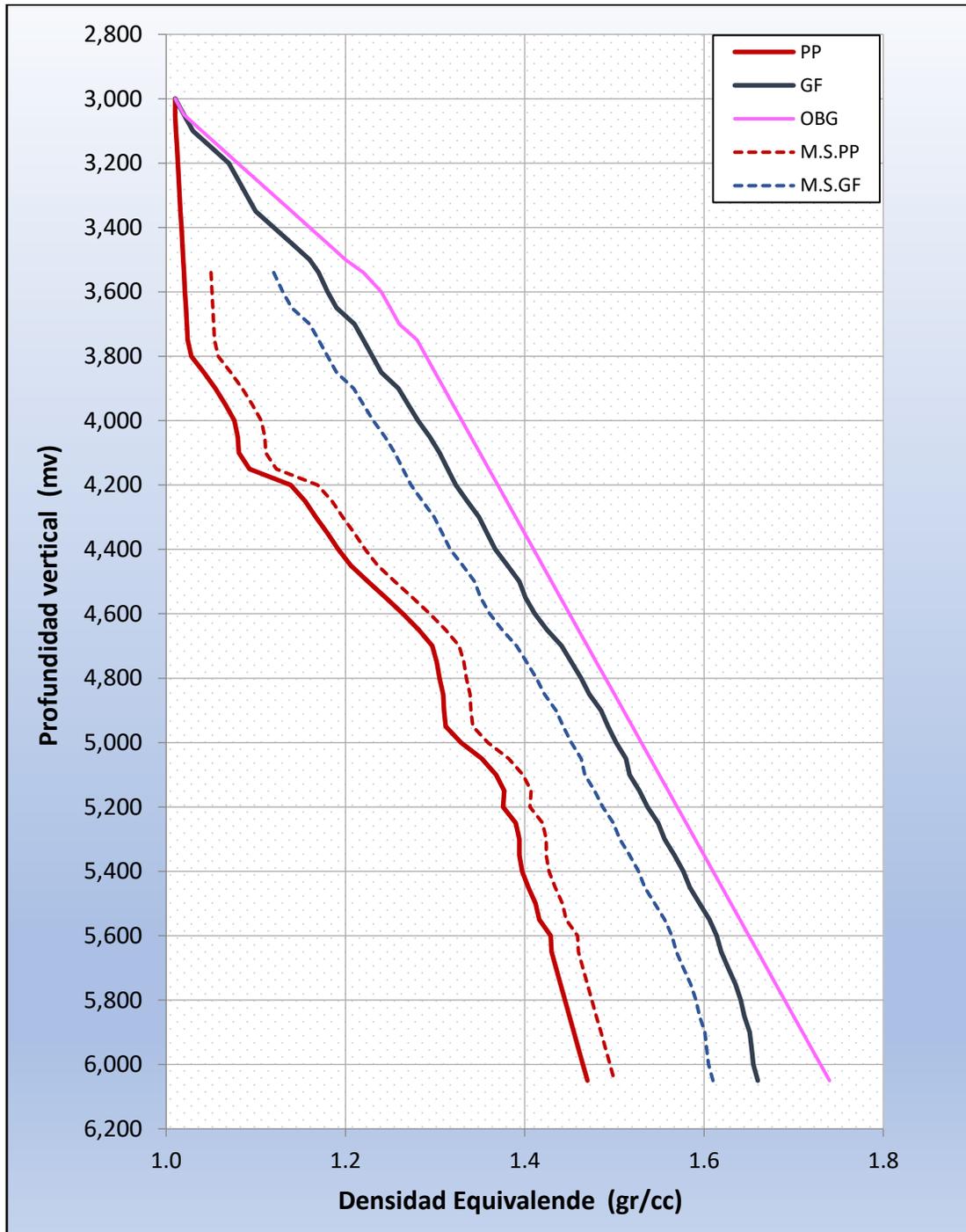


Figura. 2.26 Ejemplo de una ventana operativa de un pozo de aguas ultraprofundas. Generado por Excel 2016. (José, 2017).



2.6 Asentamiento de tuberías de revestimiento.

Una vez que se han obtenido las curvas de la ventana operativa, el siguiente paso es hacer el diseño para el asentamiento de tuberías. Para determinarlos se requiere graficar los márgenes de seguridad (línea punteada) para gradiente de presión de poro y fractura.

Los márgenes de seguridad para aguas profundas y ultraprofundas se presentan a continuación, (**tabla 2.9**).

Tabla 2.9 Márgenes de seguridad.

GP. Poro (gr/cc)	GP. Fractura (gr/cc)
+0.03	-0.05

Nota. Recuperado de (José, 2017).

La determinación de las profundidades de asentamiento está en función de las condiciones geológicas a perforar. Los asentamientos varían de acuerdo con la función específica de cada tubería de revestimiento como: aislamiento de zonas deleznales, zonas de pérdida de circulación y zonas de presión anormal.

Hay tres formas de determinar la profundidad de asentamiento las cuales son:

- Del fondo hacia arriba.
- De arriba hacia el fondo.
- Con base en eventos geológicos u objetivos de interés económico petrolero.

2.6.1 Asentamiento fondo-arriba.

Se diseñan las profundidades dentro de los límites dados por los márgenes de seguridad, **fig. 2.27**. Empezando en el último punto del margen de presión de poro a la profundidad total (**punto A**), se dibuja una línea vertical hacia arriba interceptando el margen de presión de fractura (**punto B**). De ahí continuo con una línea horizontal hasta interceptar el margen de presión de poro (**punto C**). El proceso se repite, hasta llegar al extremo superior de los márgenes de seguridad.

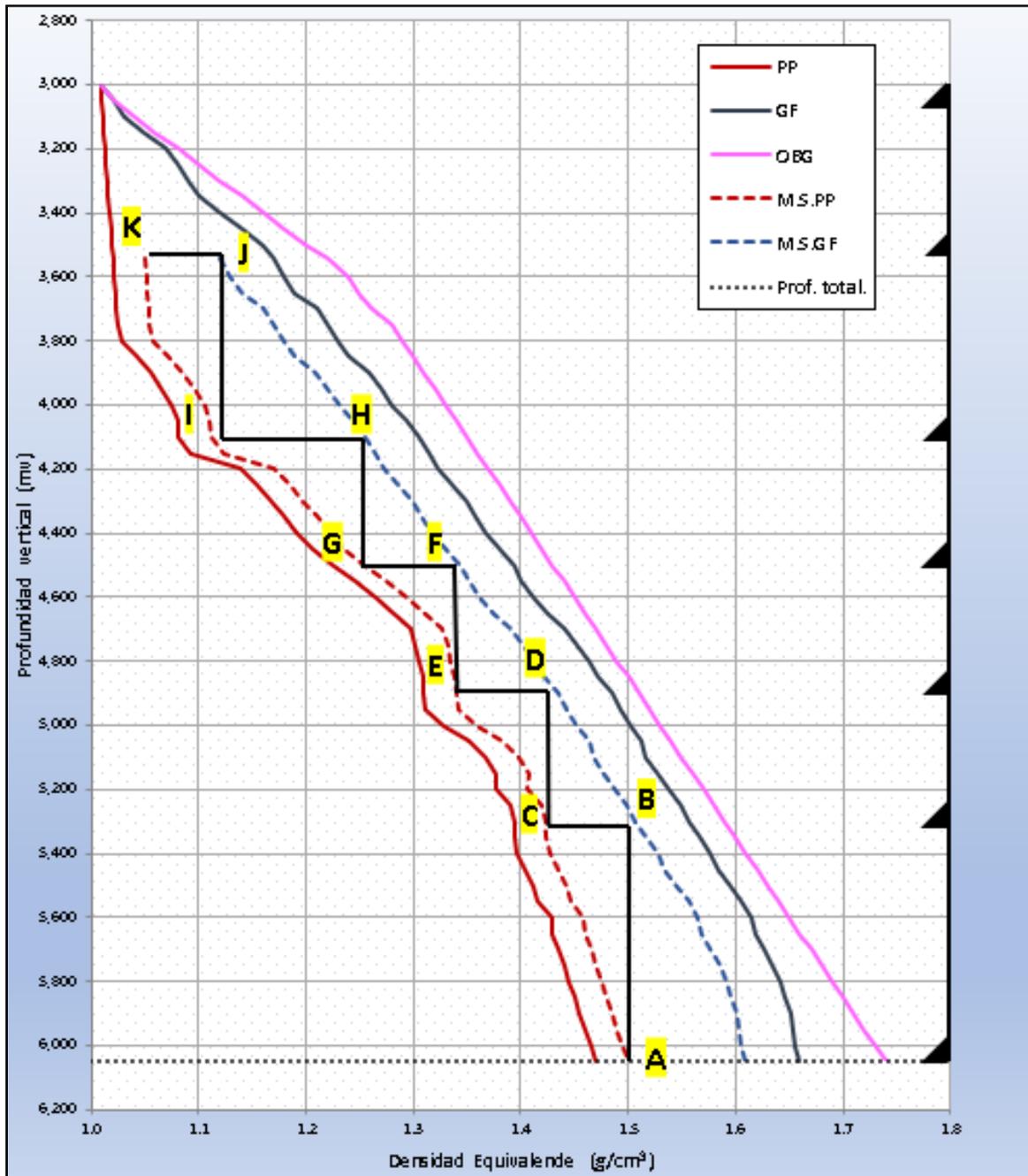


Figura. 2.27 Asentamientos fondo-arriba. Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

2.6.2 Asentamiento arriba-fondo.

De igual manera se diseñan las profundidades dentro de los límites dados por los márgenes de seguridad, **fig. 2.28**. Empezando con una línea horizontal desde el primer valor del margen de presión de poro (**punto A**) hasta tocar el margen de presión de fractura (**punto B**) se continúa con una línea vertical hasta intersectar el margen de presión de poro (**punto C**). El proceso se repite hasta llegar a la profundidad total.

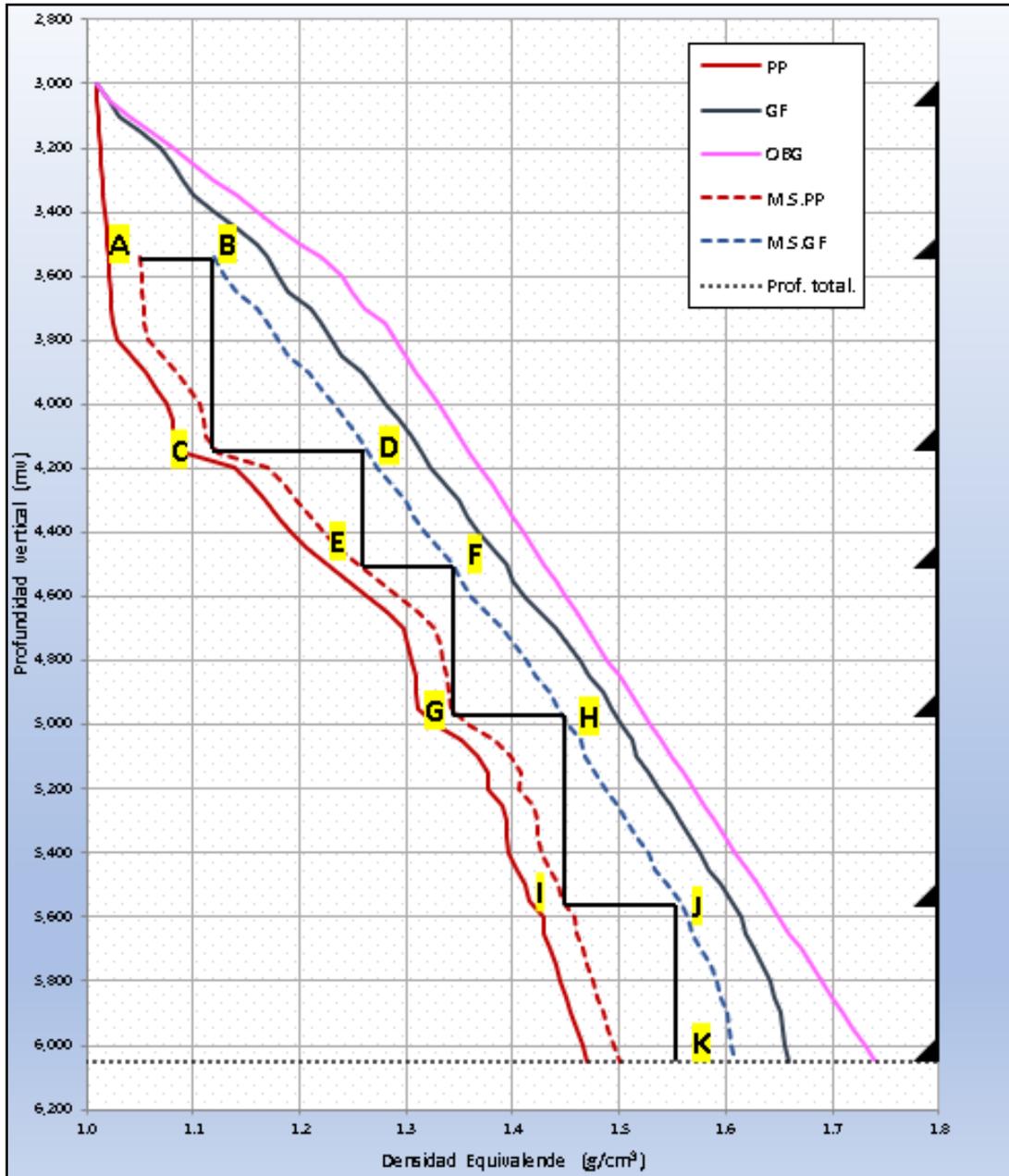


Figura. 2.28 Asentamientos arriba-fondo. Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).



2.6.3 Con base en eventos geológicos u objetivos de interés económico petrolero.

Para este caso, utilizar una Tubería de Revestimiento (intermedia o de explotación) sin que necesariamente obedezca el perfil de geopresiones. Las condiciones bajo las cuales se debe diseñar el asentamiento de las tuberías son los siguientes, **fig. 2.29**:

- I. **Riesgo somero.** Se utiliza una escala para calificar cualitativamente la severidad de un riesgo somero de agua o gas. La escala es:
Insignificante – Cuando el fluido y los recortes pueden caer en la parte baja de la zapata guía de la tubería.
Bajo – Cuando los recortes y el fluido se desplazan desde la parte alta de la zapata guía de la tubería.
Moderado – Un flujo que alcanza hasta 3 m (10 ft) por arriba de la zapata guía de la tubería.
Alto – Un flujo que alcanzaría por arriba de los 3 m (10 ft) y hasta 30.5 m (100 ft) por arriba de la zapata guía de la tubería.
Severo – Un flujo vertical fuerte, que alcanzaría arriba de los 30.5 m (100 ft) de altura, por arriba de la zapata guía de la tubería.

- II. **Objetivos:** Cuando el área de terminación solicite preparar el pozo para estudiar uno o más intervalos de interés por separado y por lo cual se requeriría más de una tubería de explotación.

- III. **Contingencias.** Cuando se han identificado zonas de presión anormalmente altas es necesario usar solo una tubería en toda la zona evitando en lo más mínimo el uso de varias uniones, puesto que son puntos más débiles de las tuberías.

Ejemplo de aplicación. Realizando la corrección en los asentamientos, realizados fondo-arriba y arriba-fondo; con la información proporcionada a continuación, (**tabla 2.10**).

Tabla 2.10 Columna geológica.

Formación	Prof. (mv)
Fondo marino	3,000
Oligoceno inferior	3,560
Eoceno inferior (OBJETIVO)	5,490
Profundidad total	6,050

Nota. (José y Ovando, 2019).

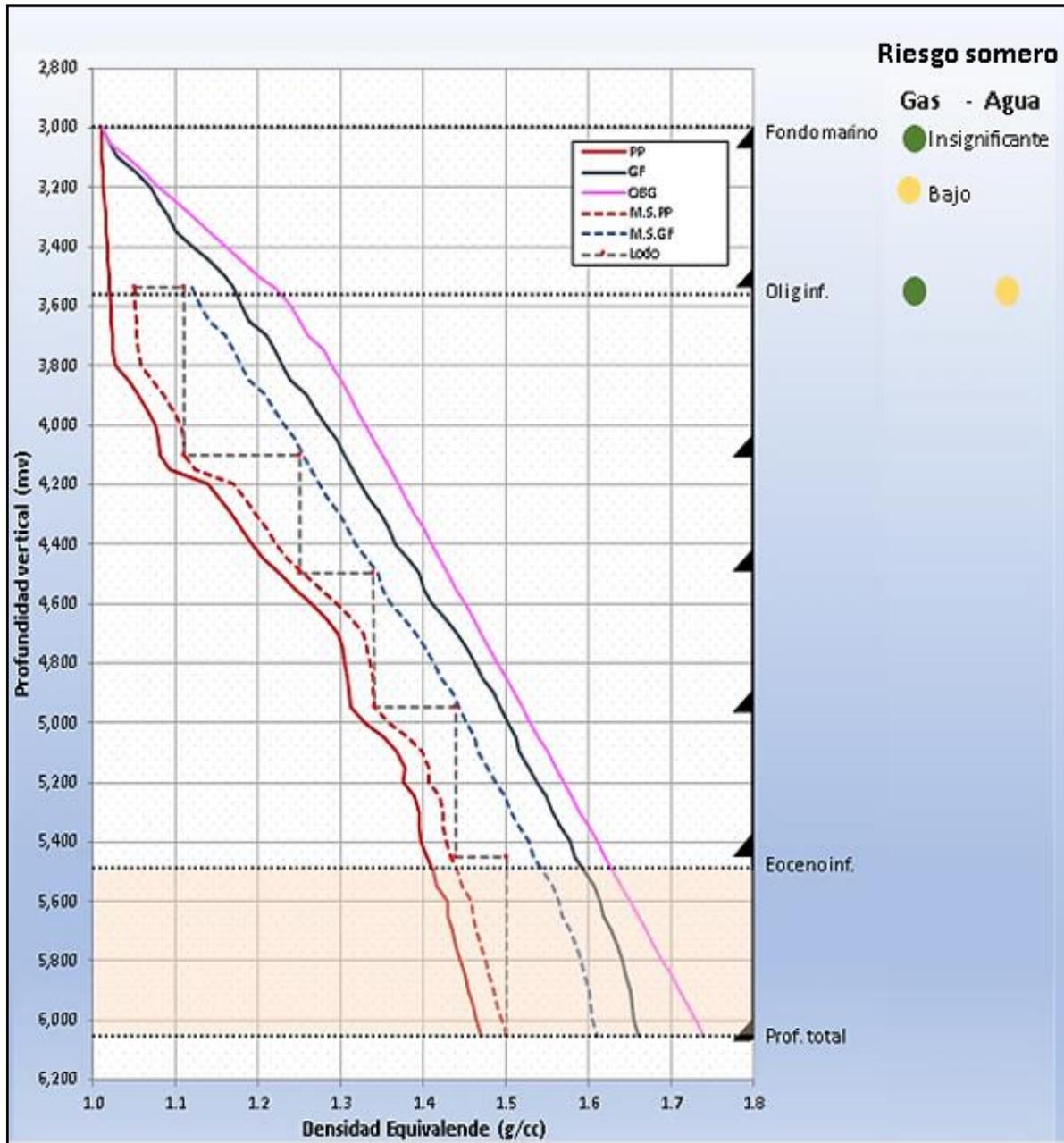


Figura. 2.29 Asentamientos por premisas, para el ejercicio de aplicación. Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

2.6.4 Ajustes de los asentamientos.

Las correcciones necesarias que determinarán la profundidad definitiva de los asentamientos son:

- Presión diferencial
- Tolerancia al brote



Presión diferencial.

Una vez que se han establecido las profundidades de asentamiento, se debe realizar el análisis de presión diferencial para corregir dicha profundidad en caso necesario, con la finalidad de evitar una pegadura de la sarta, debida a este efecto, durante la perforación.

La presión diferencial es la diferencia entre la presión hidrostática del fluido de control y la presión de poro a una profundidad dada.

- Presión diferencial > 0 Si $P_h > P_p$
- Presión diferencial < 0 Si $P_h < P_p$
- Presión diferencial = 0 Si $P_h = P_p$

Límite de Presión Diferencial (LPD) – Es la máxima presión diferencial que se tendrá sin que ocurran pegaduras de tubería.

La presión diferencial Δp en (kg/cm²), se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\Delta p = \frac{(\rho_f - \rho_i) \cdot D_i}{10} \tag{2.21}$$

Donde:

ρ_f : Densidad del fluido de control a la profundidad final de la TR que se está revisando, gr/cc.

ρ_i : Densidad del fluido de control a la profundidad del asentamiento o etapa anterior, gr/cc.

D_i : Profundidad, metros.

Los rangos permisibles, encontrados en la literatura, según el tipo de zona, son los siguientes: (**tabla 2.11**).

Tabla 2.11 Rangos de presión diferencial.

Zona de presión	ΔP
Anormal alta	<210 kg/cm ²
Normal y transición	<140 kg/cm ²

Nota. Recuperado de (José, 2017).

En caso de que en algún punto la presión diferencial sobrepase el límite permitido, se deberá corregir la profundidad de asentamiento de la tubería intermedia, por medio de la siguiente expresión:

$$\rho_{f\text{corr}} = \frac{\Delta p_{\text{lim}} \cdot 10}{D_i} + \rho_{\text{inicio}} \tag{2.22}$$



La densidad del lodo, $\rho_{fin\ corr}$ puede emplearse para localizar la profundidad donde existe esta presión diferencial, con lo que se define el nuevo asentamiento.

Ejemplo de aplicación. A continuación, se realiza el cálculo de presión diferencial para verificar el asentamiento establecido por el método con base en eventos geológicos u objetivos de interés económico petrolero, **fig. 2.30**.

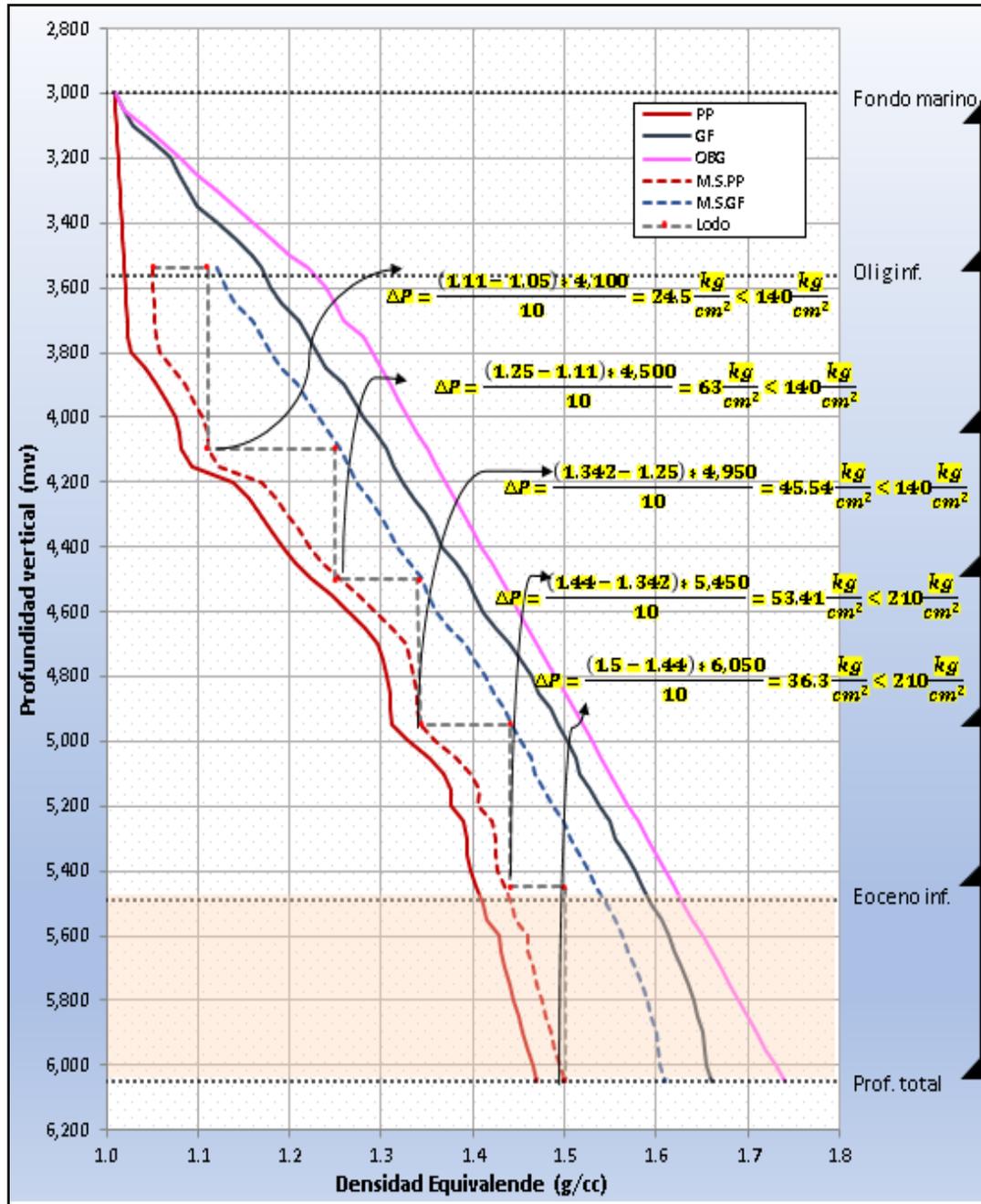


Figura. 2.30 Verificación de asentamientos por presión diferencial, para el ejercicio de aplicación. Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).



Tolerancia al brote.

La tolerancia al brote se define como el volumen máximo de fluido invasor (agua de formación, aceite o gas) que podemos permitir que ingrese al pozo y que puede circular sin fracturar la zona más débil (zapata de TR anterior).

Existen diversas formas de calcular magnitud de un brote haciendo varias consideraciones, entre las que destacan: la geometría del pozo, propiedades del fluido invasor y pérdidas por fricción.

El asentamiento de las tuberías debe ser calibrado por las características del brote, siendo estas: volumen, intensidad y densidad del fluido invasor.

Volumen del fluido invasor.

El volumen está en función de la geometría de pozo, entre más grande sea el área en el espacio anular, el pozo es capaz de recibir mayor volumen del fluido invasor, **fig. 2.31**.

A continuación, se presenta un procedimiento de cálculo obtenido del artículo “Kick tolerance misconceptions and consequences to well desing.”, Helio M., Erdem C. y Sandeep V.

Procedimiento:

1. Calcular la altura vertical máxima de un flujo en la zapata de la TR.

$$H_{max} = \frac{MAASP - 1.4223(P_P - \rho_F)}{1.4223(P_F - \rho_K)} * TVD \quad \mathbf{2.23}$$

Donde:

- H_{max} : Altura vertical máxima de flujo en la zapata de la TR, m.
- $MAASP$: Presión de superficie anular máxima permitida, psi, (150 o 200 psi).
- P_P : Gradiente de presión de poro, gr/cc.
- ρ_F : Densidad del fluido de perforación, gr/cc.
- ρ_K : Densidad del fluido invasor, gr/cc.
- TVD : Profundidad vertical verdadera, m.

2. Volumen de afluencia en la zapata de la TR.

$$V_{zap} = H_{max} * Cap EA = H_{max} * 0.5067(D_{BNA}^2 - D_{TP}^2) \quad \mathbf{2.24}$$

Donde:

- V_{zap} : Volumen de flujo en la zapata de la TR, lt.
- $Cap EA$: Capacidad del espacio anular, lt/m.
- D_{BNA} : Diámetro del agujero, in.
- D_{TP} : Diámetro externo de la TP, in.

- Obtener el volumen de afluencia en la parte inferior alrededor del BHA, donde la tolerancia deberá ser menor que la diferencia entre los volúmenes (V_1 y V_2). Asumiendo la misma profundidad vertical máxima en el fondo del pozo.

$$V_2 = H_{max} * Cap EA = H_{max} * 0.5067(D_{BNA}^2 - D_{DC}^2) \quad \mathbf{2.25}$$

Donde:

- V_2 : Volumen de afluencia en el fondo alrededor del BHA, lt.
- H_{max} : Altura vertical máxima de flujo en la zapata de la TR, m.
- $Cap EA$: Capacidad del espacio anular, lt/m.
- D_{BNA} : Diámetro del agujero, in.
- D_{DC} : Diámetro externo de los DC, in.

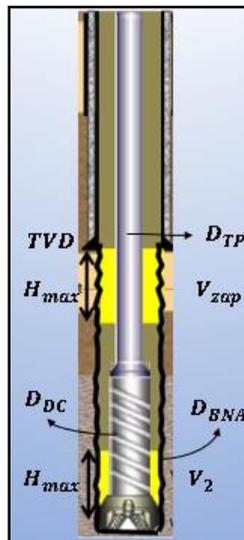


Figura. 2.31 Cálculo de volúmenes para tolerancia al brote. Modificado de (Santos, 2011).

Intensidad del fluido invasor.

La intensidad al brote es función directa del grado de incertidumbre a la predicción de la presión de poro y esta se relaciona con el tipo de zona a perforar en función del comportamiento de la presión de poro, (tabla 2.12).

Tabla 2.12 Criterios de cálculo en función de las zonas de presión.

Zona de presión	Intensidad del brote
Normal	0.005-0.01 gr/cc
Transición	0.02-0.03 gr/cc
Anormal	0.03-0.06 gr/cc

Nota. Recuperado de (José, 2017).



También se tiene una ecuación para calcular la intensidad del fluido invasor, la cual es:

$$KI = \frac{MAASP - 1.4223 * \rho_k * H_{max}}{0.703 * TVD} \quad 2.26$$

Donde:

KI : Intensidad del brote, gr/cc.

$MAASP$: Presión de superficie anular máxima permitida, psi, (150 o 200 psi).

ρ_k : Densidad del fluido invasor, gr/cc.

H_{max} : Altura vertical máxima de flujo en la zapata de la TR, m.

TVD : Profundidad vertical verdadera, m.

La presencia de gas posiblemente no genera un aumento en volumen de presas perceptible, por lo que, para la perforación, se desgasifica el sistema y en caso necesario se densifica el lodo de perforación.

2.6.5 Profundización de la tubería de revestimiento superficial.

A medida que la tubería superficial pueda profundizarse, las subsecuentes tuberías se podrán asentar a mayor profundidad, y de esta forma se optimiza el número de Tuberías de revestimiento para alcanzar la profundidad total programada, por la estrecha ventana de operación.

Para este propósito se perfora la última sección de la etapa superficial (etapa riserless) con la técnica “pump and dump”, es decir, con un fluido densificado (mezcla homogénea: agua de mar y lodo pesado) sin emplear BOP’s ni un sistema de retorno de flujo a superficie.

Ejemplo de aplicación.

Una vez que se han realizado las correcciones correspondientes por presión diferencial y tolerancia al brote para cada etapa, se tienen los asentamientos definitivos, (**tabla 2.13**).

Tabla 2.13 Profundidades de asentamiento de las tuberías para el ejercicio de aplicación.

Tipo TR	Inicio (m)	Prof. asent. (m)	Longitud (m)	D TR (in)	Densidad fluido (gr/cc)
Conductora	3,000	3,085	85	36	1.05
Superficial	3,000	3,540	540	22	1.05-1.11
Intermedia	3,390	4,100	710	18	1.11-1.25
Intermedia	3,290	4,500	1,210	16	1.25-1.34
Intermedia	3,000	4,950	1,950	13 3/8	1.34-1.44
Intermedia	4,800	5,450	650	9 5/8	1.44-1.5
Explotación	5,300	6,050	750	7	1.5

Nota. (José y Ovando, 2019).

Por lo que el estado mecánico del pozo se muestra a continuación, **fig. 2.32**.

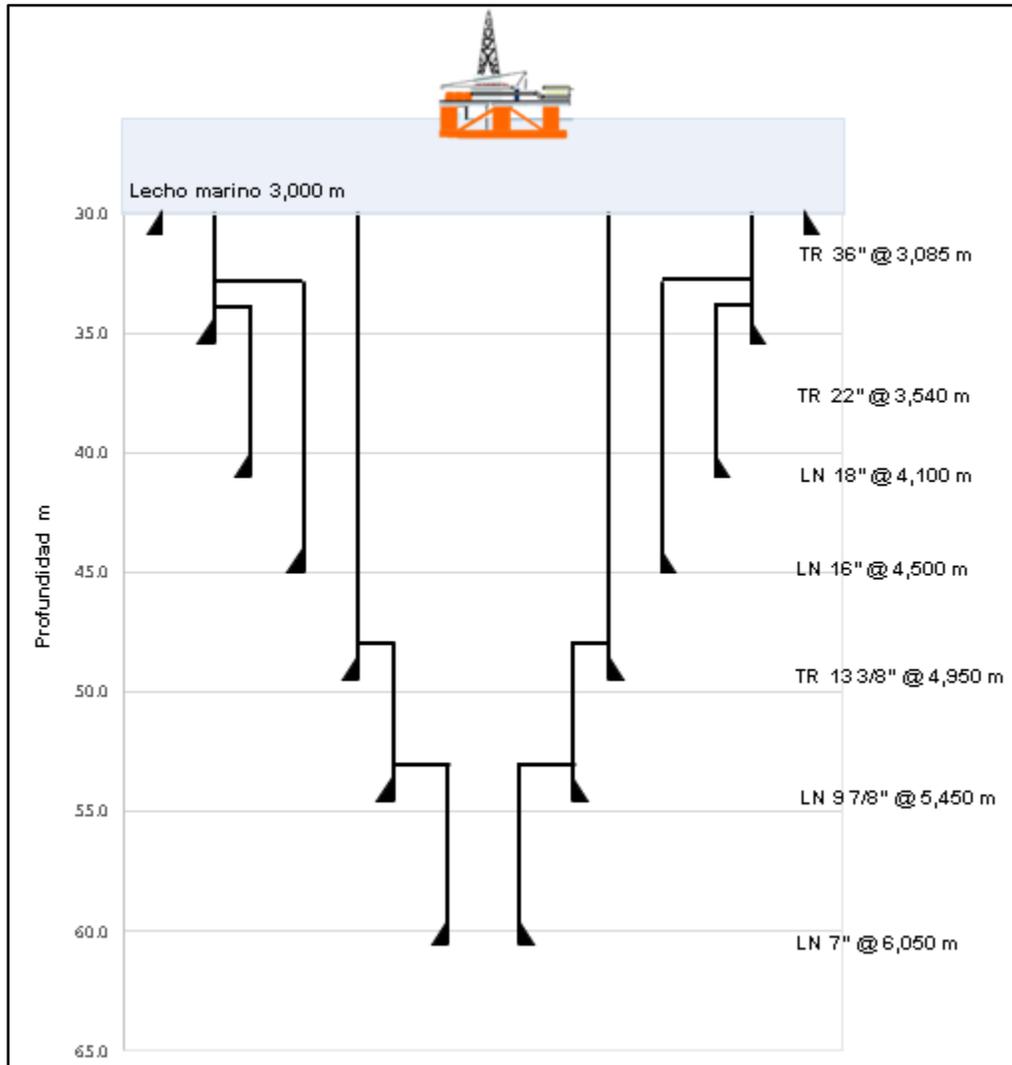


Figura. 2.32 Estado mecánico para el pozo del ejercicio de aplicación. Generado por Excel 2016. (José y Ovando, 2019).

2.7 Fluidos de perforación.

Los fluidos de perforación (también llamado lodo de perforación) son la sangre de las operaciones de perforación. La API lo define como: “un fluido circulante, usado en la perforación rotatoria, para ejecutar alguna o todas las funciones de perforación requeridas”.

Un fluido de perforación requiere reunir ciertas características y su composición va a variar según las exigencias del pozo, las capacidades de los equipos de perforación y los asuntos ambientales; todo ello para lograr como objetivo principal mejorar las condiciones de perforación.



La selección del fluido de perforación adecuado es importante para el éxito de la perforación del pozo; por lo que se requiere considerar algunos factores que serán explicados a continuación.

2.7.1 Datos de la formación y condiciones del pozo.

Es necesario conocer la formación y el tipo de pozo, con los que el fluido de perforación va a interactuar, (**tabla 2.14**).

Tabla 2.14 Datos de la formación y el pozo.

Datos necesarios de la formación	Condiciones del pozo
Litología Permeabilidad Porosidad Densidad Intervalo a disparar Presión de sobrecarga Presión de poro Resistencia compresiva Fluidos esperados Temperatura de fondo	Geometría del pozo Fluido de perforación Diámetro de barrena Tubería de revestimiento Cementaciones Datos del aparejo

Nota. (José y Ovando, 2019).

Ejemplo de aplicación.

Para el caso de aplicación, se supondrá la siguiente columna geológica que se encontrará presente en el desarrollado del pozo de aguas ultraprofundas, (**tabla 2.15**).

Tabla 2.15 Columna geológica para el pozo de aplicación.

Formación	Prof. (mv)
Fondo marino	3,000
Oligoceno inferior	3,560
Eoceno inferior Wilcox OBJETIVO	5,490
Profundidad total	6,050

Nota. (José y Ovando, 2019).

2.7.2 Eventos probables en la perforación.

Los eventos probables de la perforación se refieren a una descripción breve de los problemas operativos durante la perforación de pozos de correlación, para que el ingeniero los tenga en cuenta en cada etapa de la construcción de otro pozo, y le permita controlar la operación modificando las propiedades del fluido de perforación.

Ejemplo de aplicación.

A continuación, se presenta una tabla con los posibles eventos que se tendrían presentes en cada etapa de perforación del pozo de aplicación, **fig. 2.33**.

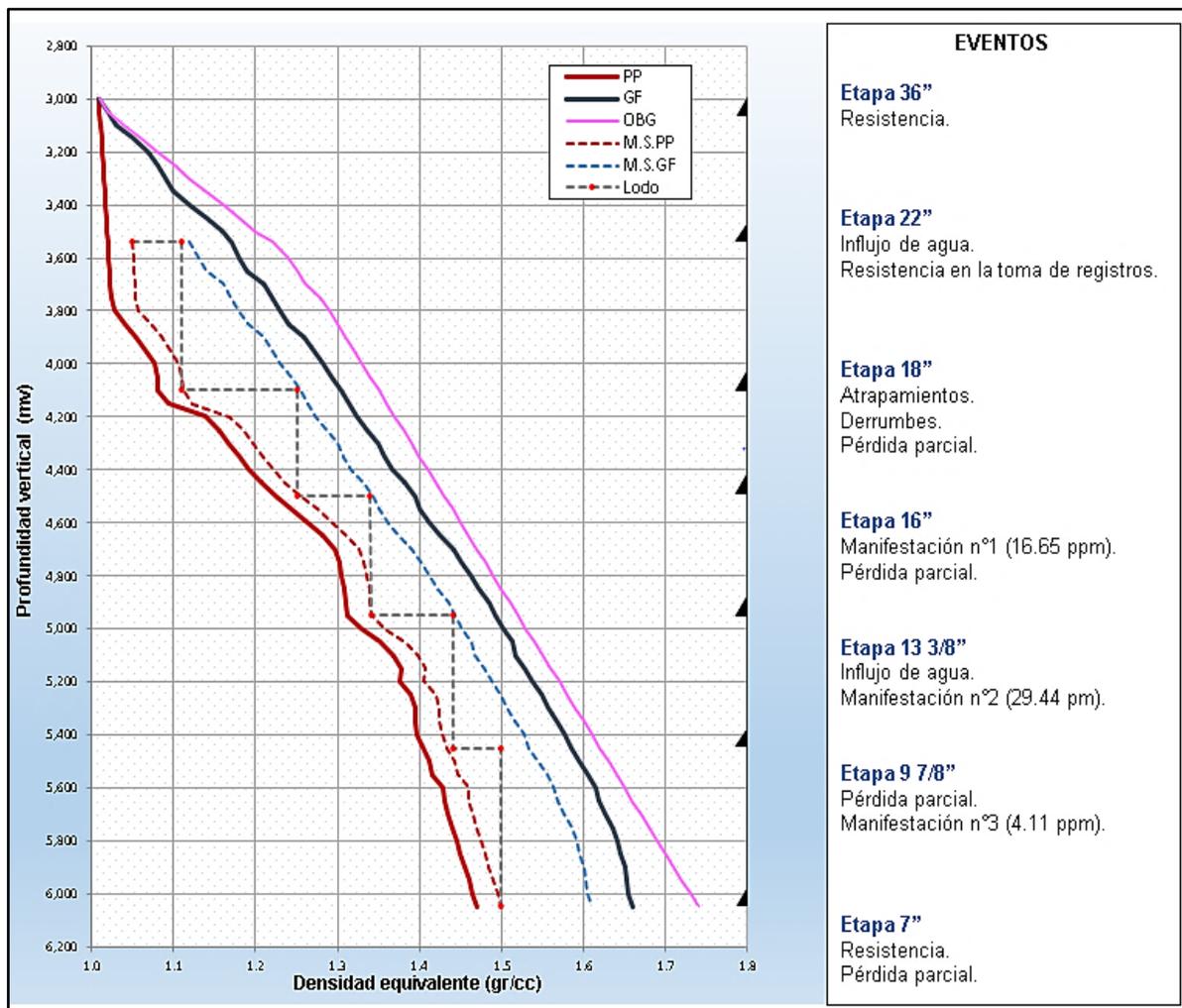


Figura. 2.33 Ejemplo de eventos probables para la perforación del pozo de aplicación. Generado por Excel 2016. (José y Ovando, 2019).



2.7.3 Propuesta para los fluidos de perforación.

Para ello es necesario conocer las características que van a caracterizar el fluido de perforación, las cuales serán descritas a continuación.

Propiedades de los fluidos de perforación.

Existen tres propiedades básicas en los fluidos de perforación que pueden ser controlados, estos son: la densidad, la reología (viscosidad y gelatinosidad) y el filtrado.

Densidad.

Es la masa por unidad de volumen del fluido de perforación, sinónimo de peso del fluido. Sirve para controlar la presión hidrostática en el pozo y evitar el flujo no deseado al pozo. También evita el colapso de las tuberías de revestimiento y el agujero descubierto.

Un peso de fluido excesivo puede causar pérdida de circulación por la propagación, y posterior llenado, de fracturas en la roca.

Reología.

Es una propiedad muy importante de los fluidos, que se mide continuamente durante la perforación y se ajusta con aditivos o dilución para cumplir con las necesidades de la operación. La temperatura afecta el comportamiento y las interacciones del agua, la arcilla, los polímeros y los sólidos en el fluido.

La viscosidad es la propiedad que indica la resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte ($\mu = \tau/\gamma$). La viscosidad afecta directamente la velocidad de perforación y algunas de las causas graves podrían ser:

- Al aumentar la viscosidad del fluido, disminuye la eficiencia hidráulica de las bombas de lodo.
- Un aumento de viscosidad incrementa las pérdidas por fricción en el sistema de circulación, lo cual es una reducción en el volumen de fluido y menor eficiencia para eliminar los recortes.
- Los fluidos con muy altas viscosidades proporcionan un colchón viscoso que disminuye la fuerza de impacto de los dientes de la barrena sobre la formación.

La gelatinosidad se refiere a los fluidos que presentan cierto grado de tixotropía. Es decir, un fluido capaz de originar una transformación del estado líquido al estado gelatinoso con el reposo y que vuelve al estado líquido por simple agitación.

Filtrado.

Comúnmente conocido como la pérdida de agua del fluido. Los fluidos más convenientes son los de baja pérdida de agua para que no se formen costras gruesas de sólidos que pueden pegar la tubería en el agujero en las zonas de capas permeables expuestas.



Funciones de los fluidos de perforación.

El fluido de perforación permite mejorar las condiciones de perforación y por lo tanto cumplir con éxito el programa de perforación. Pero también tiene otras funciones enlistadas en orden de importancia:

- Enfriar y lubricar la barrena.
- Transmisión de potencia hidráulica a la barrena.
- Transporte y acarreo de los recortes a la superficie.
- Control de las presiones de formación.
- Ayuda en toma de registros eléctricos.
- Mantener la sarta de perforación y de revestimiento.
- Suspensión de los recortes.

Clasificación de los fluidos de perforación.

Los sistemas de fluidos de perforación poseen una fase continua, que es líquida, y una fase discontinua compuesta por sólidos. La fase continua puede ser utilizada para clasificar los tipos de fluidos de perforación en base agua, base aceite y aireados o neumáticos.

Base agua.

Son aquellos fluidos donde la fase continua es el agua y la fase dispersa son arcillas conocidas como bentonita y barita, las cuales proporcionan propiedades únicas para perforar con un sistema mecánico rotatorio.

Base aceite.

Son aquellos donde la fase continua es el aceite y son usados principalmente para evitar las contaminaciones de agua de las formaciones productoras y para muestreo de la formación en estado nativo. Son inertes a las contaminaciones tales como: H₂S, secciones de sal y anhídrida. Se elaboran con crudo previamente desgasificado.

Neumáticos.

Estos se elaboran inyectando aire a una mezcla gelatinosa. Son usados para perforar formaciones de baja presión, donde el equipo superficial y de profundidad impide el uso de aire o espuma, y en ocasiones en zonas de pérdida de circulación.

Fluidos de perforación en aguas profundas y ultraprofundas.

La perforación en entornos de aguas profundas y ultraprofundas presenta una variedad de problemas tanto de pozo como operativos, entre los que destacan: la estabilidad del pozo, la tasa de penetración (ROP), la limpieza del agujero y el manejo de la presión. Todos estos parámetros se verán afectados por la elección del fluido de perforación, de ahí que la perforación en aguas profundas se de en dos etapas, **fig. 2.34**:

- Riserless
- Riser

En la etapa riserless, se lleva a cabo la perforación sin riser. Aquí se tiene el asentamiento de la tubería conductora por *jetteo* (*agua de mar y bombeo de baches bentoníticos*) y la perforación para asentar la tubería superficial (**agua de mar 1.03 gr/cc los primeros metros** con bombeo de baches bentoníticos 1.05 gr/cc. Técnica *pump and dump*: mezcla de agua de mar y fluido bentonítico pesado 1.80 gr/cc).

En la etapa riser, como su nombre lo indica es cuando se baja el riser con el conjunto de preventores conectando la mesa rotaria a los BOP's. En esta etapa se va a perforar para asentar las tuberías intermedias y la(s) de explotación, con un **fluido de perforación sintético**.

Para este trabajo se abordarán la descripción de los fluidos base agua y sintéticos, propios de la perforación en aguas profundas y ultraprofundas.

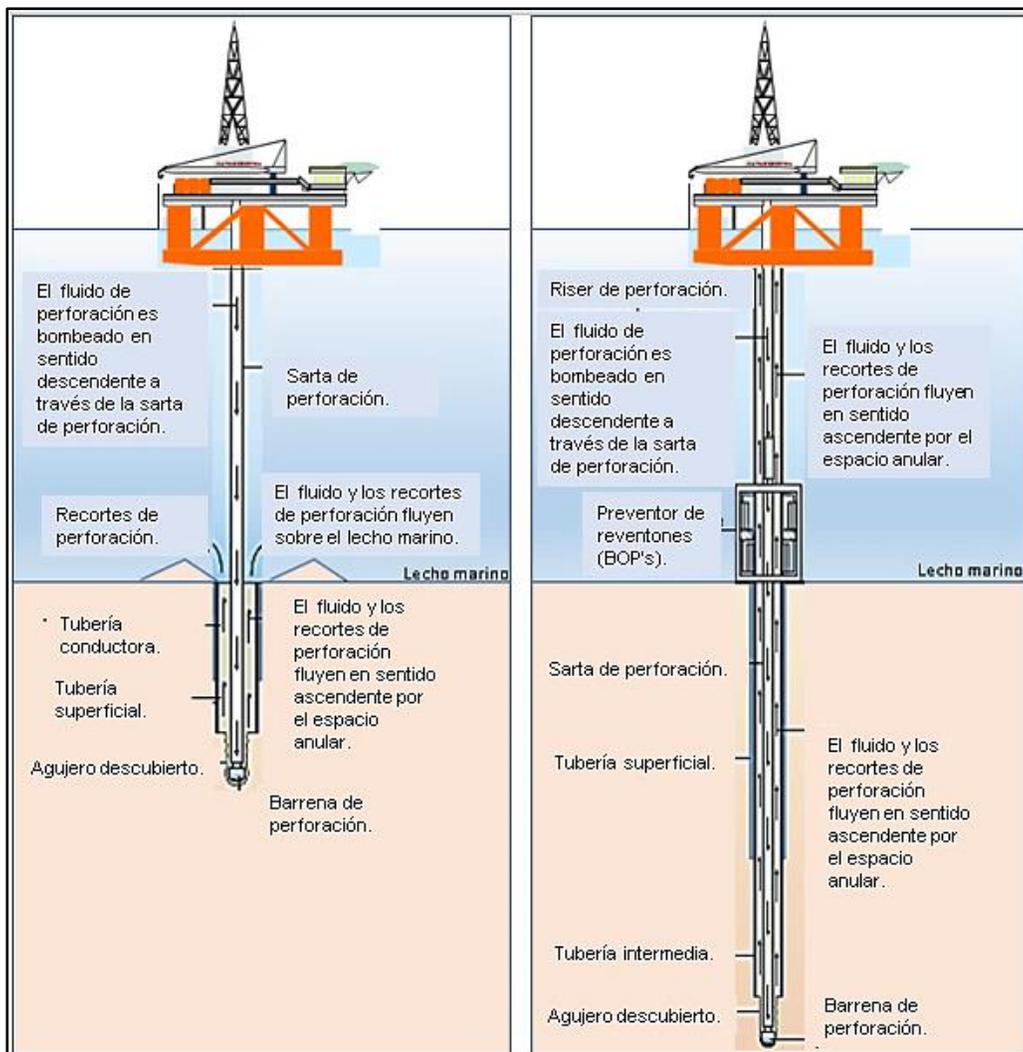


Figura. 2.34 Etapa riserless (izquierda) y riser (derecha), para la perforación de un pozo marino. Modificado de (Eguchi, 2014).

Fluidos base agua.

En estas la fase continua es específicamente agua de mar, puesto que durante las primeras etapas de la perforación se estará desechando el fluido al medio marino. A continuación, se presenta un diagrama con las características principales que los definen, **fig. 2.35**.

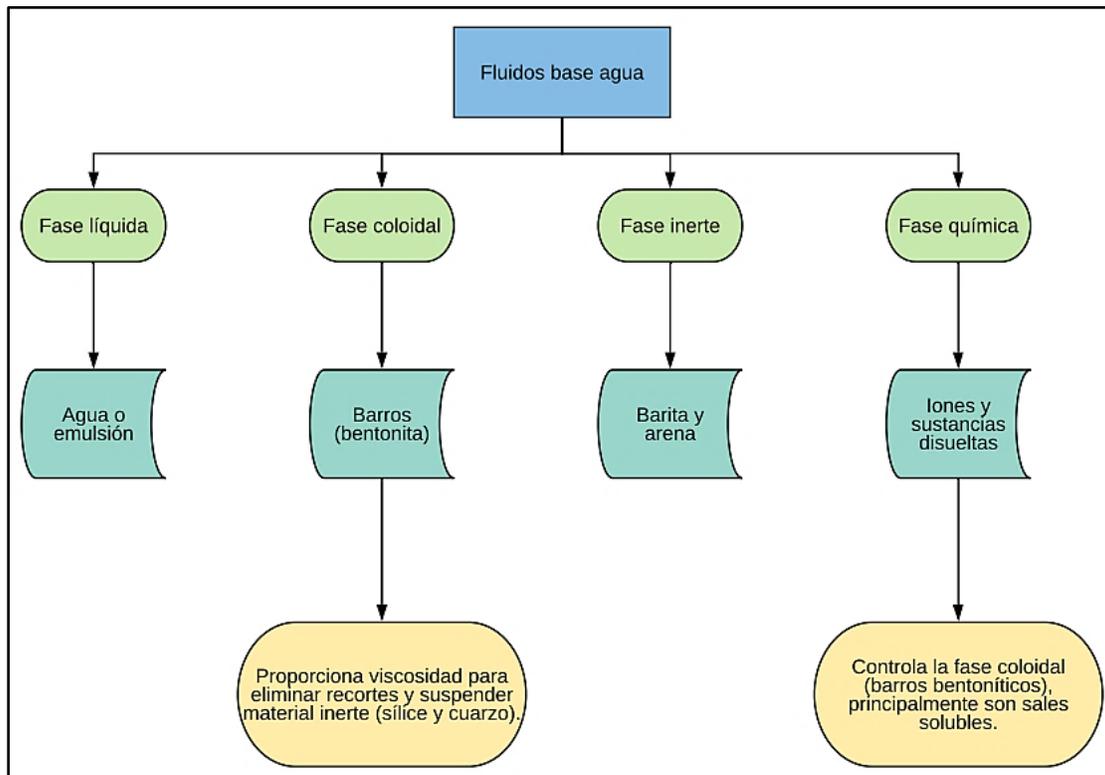


Figura. 2.35 Características de un fluido base agua. (Ovando, 2019).

Fluidos sintéticos.

La perforación con fluidos base sintético (SBM) es bastante común en regiones del golfo de México y del Mar del Norte, y como en los fluidos base agua, los fluidos sintéticos también deben ser biodegradables. Hoy en día se tiene hasta la tercera generación de fluidos sintéticos determinados por su composición y que varían por el costo y su viscosidad cinemática. A continuación, se presenta un diagrama con propiedades que los caracterizan, **fig. 2.36**.

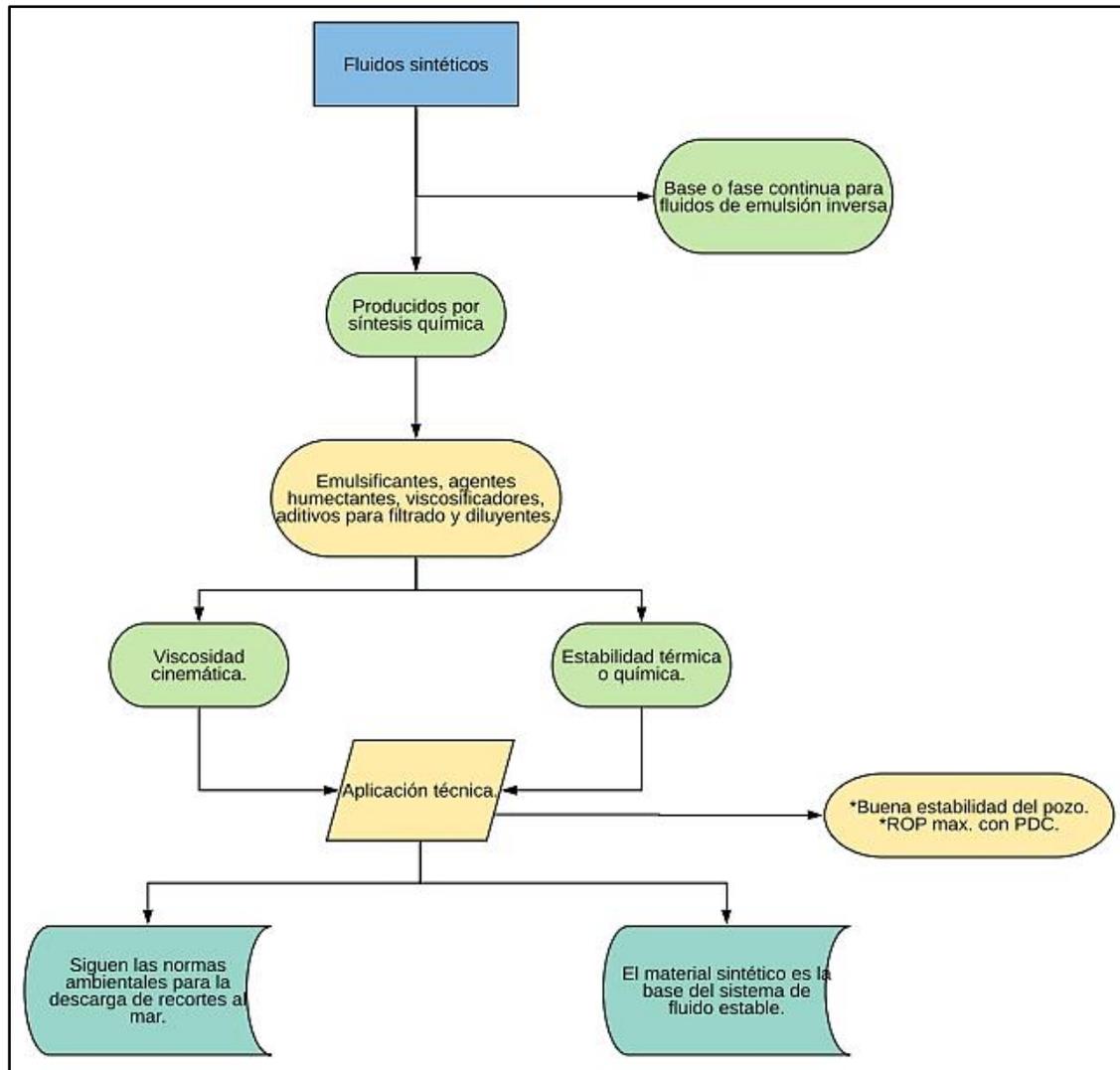


Figura. 2.36 Características de un fluido base sintético. (Ovando, 2019).

Existe una gran variedad de aditivos que se utilizan en diversas concentraciones para un fluido sintético, y estos van a depender de las condiciones en la operación; algunos de los más comunes se muestran en la siguiente página, (**tabla 2.16**).



Tabla 2.16 Aditivos para un fluido base sintético.

Aditivo	Función
Agua dulce	Fase acuosa
$CaCl_2$	Salinidad, fase acuosa
Olefina	Fase continua
Éster	Fase continua

Nota. Modificado de (Manual de fluidos de MI, 2014).

Restricciones ambientales para fluidos base sintético.

Las restricciones legales relacionadas con la descarga al mar de recortes recubiertos por un fluido base sintético en particular han determinado los tipos de SBM que son comercializados y vendidos en una región específica.

Los factores como la corriente, la profundidad del agua y las condiciones del lecho marino desempeñan un papel importante para las descargas de fluidos SBM en un área en particular.

Ventajas y desventajas para fluidos base sintético.

Los fluidos base sintético tienen ventajas y desventajas durante su uso en la operación, las cuales se presentan en el siguiente cuadro comparativo, (tabla 2.17).

Tabla 2.17 Ventajas y desventajas en las aplicaciones de fluidos base sintético.

Aplicaciones de fluidos base sintético	
Ventajas	Desventajas
Pozos de desarrollo. Perforación en agua profunda de alto costo. Pozos desviados: alcance extendido, horizontales, cambios extremos de acimut. Aplicaciones en los equipos de perforación con torque limitado, reentrada usando equipos de rehabilitación. Pozos costa fuera que usan típicamente lodo base aceite. Pozos exploratorios con buena información de pozos vecinos.	Alto riesgo de pérdida de circulación. Pozos donde se requiere cero descargas. Pozos exploratorios rutinarios sin buena información de pozos vecinos.

Nota. Modificado de (Manual de fluidos de MI, 2014).



2.7.4 Pruebas para los fluidos de perforación.

Pruebas para fluidos base agua.

Es necesario conocer las pruebas que se deben realizar al fluido de perforación en campo, dado que en su constante uso en el sistema de circulación podría presentar cambios y por lo tanto modificar las condiciones de perforación. La API recomienda métodos estándar para la realización de pruebas de campo y en laboratorio de los fluidos de perforación.

Algunas de las pruebas para fluidos base agua se presentan como, (**tabla 2.18**):

Tabla 2.18 Pruebas para fluidos base agua.

Pruebas para fluidos base agua	
Peso de lodo (densidad)	Método para la determinación del peso de un cierto volumen de líquido, expresado como gradiente de presión (psi/1.000 ft), como densidad (lb/gal, lb/ft ³ , gr/cc), o como gravedad específica.
Viscosidad	Se relaciona con las propiedades del flujo de los fluidos, su medición se realiza con un viscosímetro de Marsh y el medidor V-G.
Filtración	Determinar el revoque sólido que se asienta cuando se fuerza a un fluido a través de un papel filtro, bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión.
Contenido de líquidos y sólidos	La retorta ofrece un medio para la separación y medición de los volúmenes de agua, aceite y sólidos contenidos en una muestra de fluido.
Arena	El contenido de arena en el fluido es el porcentaje en volumen de las partículas con más de 74 micrones, mediante el uso de una malla de arena.
pH	Es fundamental para el control del fluido de perforación y en la interacción de las arcillas, presencia de contaminantes, y el control de corrosión por sulfuro y ácidos.
Análisis químico	La alcalinidad mide la capacidad para neutralizar un ácido en los fluidos o el filtrado, o para determinar concentraciones de iones hidróxilo.
	Prueba del tren de gas de Garret , se utiliza para analizar los carbonatos solubles en una muestra de filtrado.
	La prueba de cloruro mide la concentración de ese ión como un contaminante del fluido.
	La prueba de dureza total como una forma de determinar la presencia de iones de calcio y magnesio. La dureza del agua se expresa en miligramos de calcio por litro de agua.
	La prueba de sulfato mide la concentración que puede ocasionar problema de alta viscosidad y control de filtrado.

Nota. Modificado de (Benítez, N).



Pruebas para fluidos base sintético.

Los procedimientos de prueba de campo para los fluidos base sintético son los mismos que para los sistemas convencionales de emulsión inversa. Las propiedades aceptables del fluido dependen en cierta medida del fluido base y pueden variar de un fluido a otro. Las pruebas para estos fluidos son las siguientes, (**tabla 2.19**):

Tabla 2.19 Pruebas fluidos base sintético.

Pruebas para fluidos base sintético.	
Punto de anilina	El punto de anilina representa la temperatura a la cual el aceite y la anilina son miscibles y tiene un aspecto claro. Su importancia radica en el riesgo por posible ataque de los compuestos de caucho en contacto con el fluido de perforación.
Peso de lodo (densidad)	Método para la determinación del peso de un cierto volumen de líquido, expresado como gradiente de presión (psi/1.000 ft), como densidad (lb/gal, lb/ft ³ , gr/cc), o como gravedad específica.
Viscosidad y esfuerzo de gel	Se relaciona con las propiedades del flujo de los fluidos, su medición se realiza con un viscosímetro de Marsh, viscosímetro de indicación directa y termómetro.
Filtración	Determinar el revoque sólido que se asienta cuando se fuerza a un fluido a través de una celda diseñada para presiones de 1,000 psi y un sistema de calentamiento.
Actividad	Ecuación para conocer la curva de actividad usando la sal de cloruro de calcio.
Estabilidad eléctrica	Se usa para medir la estabilidad relativa de una emulsión de agua en aceite, mediante electrodos sumergidos en una muestra de fluido.
Contenido de líquidos y sólidos	La retorta ofrece un medio para la separación y medición de los volúmenes de agua, aceite y sólidos contenidos en una muestra de fluido.
Análisis químico	La alcalinidad de un lodo base sintético se determina rompiendo la emulsión y valorando la mezcla hasta el primer cambio de color. El volumen de ácido sulfúrico usado en la valoración por ml líquido constituye la alcalinidad del lodo.
	La prueba de cloruro mide la concentración de ese ión como un contaminante del fluido, es una continuación de la medición de alcalinidad. Debe ser expresado como total de cloruros en la fase de fluido.
	La prueba de sulfuros es usada para medir la concentración de sulfuros solubles activos en un fluido base sintético.
Análisis de retorta	Se utiliza como una prueba para determinar la retención de fluido base sintético sobre los recortes; es decir la cantidad de fluido descargado en los recortes.

Nota. Modificado de (*Manual de fluidos de MI, 2014*).



2.7.5 Pérdida de circulación.

La pérdida del fluido hacia las formaciones se conoce como la pérdida de circulación, y es uno de los factores que contribuye a los altos costos de los fluidos de perforación. En pozos donde se presenta pérdida de circulación total (sin circulación en superficie, $>13 \text{ m}^3/\text{hr}$) se debe considerar la adición de materiales al fluido, para sellar estas formaciones.

La pérdida de circulación puede ser natural o inducida.

Natural.

La pérdida de circulación no se puede evitar en las formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas.

Las formaciones de grano grueso no consolidadas (arenas y lechos de grava poco profundos) pueden tener una permeabilidad suficientemente alta para que el fluido invada la matriz de la formación, resultando en una pérdida de circulación. Aunque también puede ocurrir hacia las fisuras o fracturas de los pozos donde no hay ninguna formación de grano grueso permeable.

La producción de formaciones que están ubicadas en el mismo campo, o que están muy próximas las unas de las otras, puede causar una presión de la formación por debajo de lo normal, debido a la extracción de los fluidos de la formación. Por lo que el fluido se ve forzado a invadir la formación agotada de baja presión.

Las zonas cavernosas o fisuradas están generalmente relacionadas con las formaciones volcánicas o de carbonatos (caliza y dolomita) de baja presión. Cuando estas formaciones fisuradas son perforadas, la columna de perforación puede caer libremente a través de la zona vacía y sufrir una pérdida rápida de fluido.

Inducida.

La fracturación hidráulica comienza y la pérdida de circulación ocurre cuando se alcanza o se excede una determinada presión crítica de fractura. Puede ocurrir por dos causas:

- a. Colocación incorrecta de la tubería de revestimiento intermedia, donde si se coloca encima de la zona de transición, pasando de presiones normales a presiones anormales, las presiones ejercidas por el fluido más pesado inducirán la fracturación en el asiento de la zapata. Las pérdidas ocurrirán cerca del asiento de la zapata anterior.
- b. Las presiones de fondo excesivas resultan de muchas condiciones, incluyendo:
 - Fuerzas mecánicas.
 - Condiciones del pozo.
 - Propiedades del fluido.

Medidas preventivas.

Una buena planificación y prácticas de perforación apropiadas son los factores claves para impedir la pérdida de circulación, minimizando las presiones excesivas sobre la formación. La identificación de la zona de pérdida puede ser determinada a partir de la información disponible en el equipo de perforación.

1. Información sobre la formación.

- Las formaciones de carbonato contienen zonas cavernosas y fisuradas.
- Las formaciones de lutita tienden a fracturarse de una manera que puede construir un tipo de pérdida más lenta.
- Un cambio de la velocidad de perforación puede indicar un cambio de formación.

2. Información sobre las operaciones.

- Pérdida inducida por la presión hidráulica sería indicado por el aumento del peso de fluido.
- El movimiento rápido de la columna de perforación causará aumentos bruscos de la presión que pueden causar fracturas o abrir de nuevo las zonas de pérdidas.

Una forma de controlar una pérdida es el uso de mezclas obturantes con tamaños de partícula de acuerdo con el ancho de fractura o el diámetro promedio del poro. Sin embargo, muchas veces se desconoce el tamaño de estos por lo que la selección del material de pérdida debe basarse en el régimen de pérdida observado, **fig. 2.37**.

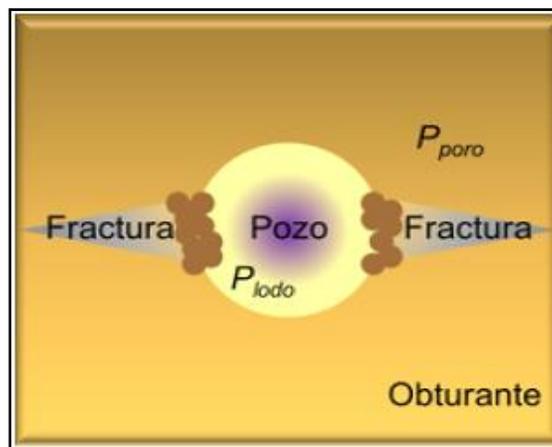


Figura. 2.37 Uso de material obturante para controlar pérdidas.
(PEMEX, Guía práctica para el control de pérdidas de circulación, 2008)

Régimen de pérdida.

El régimen de pérdida se expresa como el volumen de fluidos perdido a la formación en determinado tiempo (m^3/hr). Existe una clasificación teórica en la cual se estiman tipos de pérdida con su respectiva granulometría para controlar las pérdidas, (**tabla 2.20**).

Tabla 2.20 Tipo de pérdida según el volumen por unidad de tiempo.

Tipo de pérdida	Régimen de pérdida	Granulometría recomendada
Filtración	<1.6	Fino y Medio
Parcial	1.6 a 4.7	Medio y Grueso
Severa	4.8 a 16	Grueso y Extragrueso
Total	>16	Extragrueso

Nota. Recuperado de (PEMEX, Guía práctica para el control de pérdidas de circulación, 2008).

En la siguiente página se muestra un diagrama sobre el procedimiento durante el control de pérdidas de circulación, **fig. 2.38**.

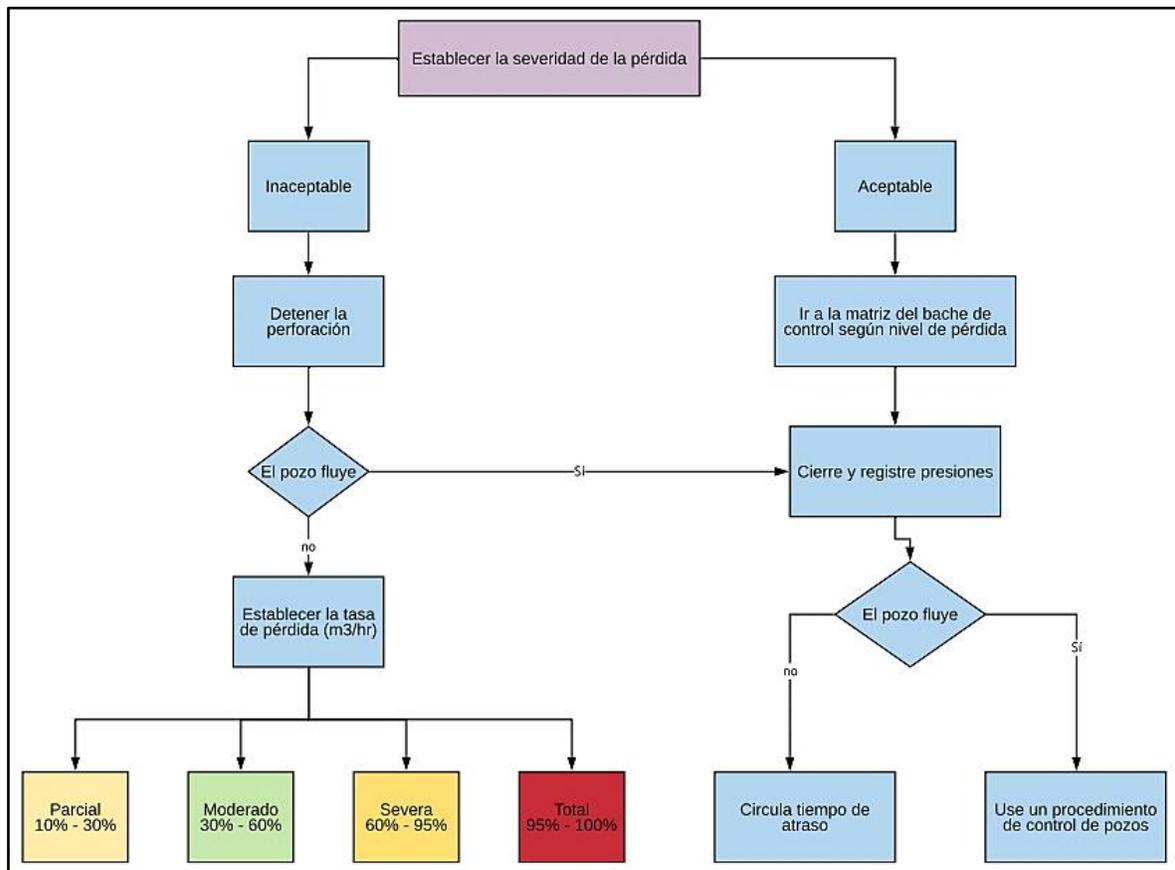


Figura. 2.38 Procedimientos para controlar pérdidas de circulación. (PEMEX, Guía práctica para el control de pérdidas de circulación, 2008)



2.7.6 Selección de fluidos al final del proceso.

Ejemplo de aplicación.

Continuando con el ejemplo del pozo de aguas ultraprofundas y una vez obtenidas las tuberías asentadas en el capítulo anterior, se presenta a continuación los fluidos a utilizar dependiendo de la etapa de perforación, (**tabla 2.21**).

Tabla 2.21 Fluidos utilizados para el ejercicio del pozo de aplicación.

Tipo TR	Inicio (m)	Prof. asent. (m)	Longitud (m)	Densidad fluido (gr/cc)	Fluido de perforación
Conductora	3,000	3,085	85	1.05	Agua de mar y baches bentoníticos
Superficial	3,000	3,540	540	1.05-1.11	Agua de mar y baches bentoníticos
Intermedia	3,390	4,100	710	1.11-1.25	Fluido base sintético
Intermedia	3,290	4,500	1,210	1.25-1.34	Fluido base sintético
Intermedia	3,000	4,950	1,950	1.34-1-44	Fluido base sintético
Intermedia	4,800	5,450	650	1.44-1.5	Fluido base sintético
Explotación	5,300	6,050	750	1.5	Fluido base sintético

Nota. (José y Ovando, 2019).

Cálculo de volumen de fluido para la perforación del pozo.

Se presenta el cálculo como una forma de dar al lector la idea del volumen de fluido necesario que se requiere para la perforación del pozo, sin considerar el volumen que se encuentra en los tanques o presas.

Procedimiento:

1. Calcular el volumen de la sección perforada.

$$V_{sección}(lt) = Cap\ Agujero * L = 0.5067(D_{Ag}^2) * L \quad \mathbf{2.27}$$

Donde:

$V_{sección}$: Volumen de cada sección, lt.

D_{Pozo} : Diámetro del agujero, in.

L : Longitud del intervalo perforado, m.

2. Calcular el volumen de fluido dentro de la tubería.

$$V_{Tubería}(lt) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L \quad \mathbf{2.28}$$

Donde:

$V_{Tubería}$: Volumen de tubería, lt.

d : Diámetro interior de la tubería, in.

L : Longitud de la tubería, m.

3. Calcular el volumen de fluido dentro del espacio anular.

$$V_{EA}(lt) = Cap EA * L = 0.5067 (D^2 - D_{TP}^2) * L$$

2.29

Donde:

V_{EA} : Volumen del espacio anular, lt.

D : Diámetro del agujero, in.

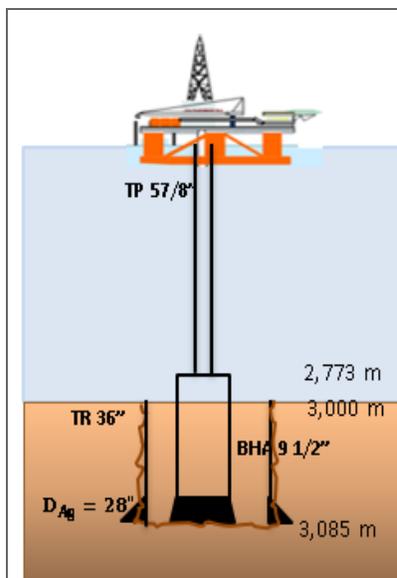
D_{TR} : Diámetro exterior de la tubería de perforación, in.

L : Longitud de la sección, m.

Resumen de cálculo para el volumen de fluido de perforación por etapas.

Primera Etapa TR 36 in - $D_{agujero} = 28$ in (Técnica de Jeteteo).

Datos para el diseño					
Profundidad	3,085	mv	Diámetro BHA (OD)	9.5	in
Diámetro del agujero	28	in	Diámetro BHA (ID)	4	in
Diámetro TR (OD)	36	in	Longitud TR	85	m
Diámetro TR (ID)	32	in	Longitud TP	2,773	m
Diámetro TP (OD)	5.875	in	Longitud BHA	312	m
Diámetro TP (ID)	5.045	in	Densidad del fluido	1.05	gr/cc
Tipo de fluido	Agua de mar y baches bentoníticos.				



Fluido de perforación (1.05 gr/cc)		
Cap. Agujero	397.25	(lt/m)
Cap. TR 36 in	518.86	(lt/m)
Cap. TP	12.89	(lt/m)
Cap. BHA	8.10	(lt/m)
Vol. Fluido	39.57	m ³
Vol. Fluido	249	bls



Procedimiento de cálculo:

$$V_{Tubería}(TR\ 36\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(32^2) * 85 = 44,103.16\ lt = 44.10\ m^3$$

$$V_{Tubería}(TP\ 5\ 7/8\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(5.045^2) * 2,773 = 35,762.10\ lt = 35.76\ m^3$$

$$V_{Tubería}(BHA\ 9\ 1/2\ in) = Cap\ BHA * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(4^2) * 312 = 2,529.44\ lt = 2.52\ m^3$$

$$V_{Agujero}(28\ in) = Cap\ Agujero * L = 0.5067(D_{Ag}^2) * L = 0.5067(28^2) * 85 = 33,766.48\ lt = 33.76\ m^3$$

$$\begin{aligned} V_{Fluido\ Etapa} &= V_{Tubería}(TR\ 36\ in) + V_{Agujero}(28\ in) - V_{Tubería}(TP\ 5\ 7/8\ in) \\ &\quad - V_{Tubería}(BHA\ 9\ 1/2\ in) \\ &= 44,103.16\ lt + 33,766.48\ lt - 35,762.10\ lt - 2,529.44\ lt = 39,578.10\ lt \\ &= 39.57\ m^3 = 249\ bls \end{aligned}$$

Segunda Etapa TR 22 in - $D_{agujero} = 28$ in.

Datos para el diseño					
Profundidad	3,540	mv	Diámetro BHA (OD)	9.5	in
Diámetro del agujero	28	in	Diámetro BHA (ID)	4	in
Diámetro TR (OD)	36	in	Longitud TR	540	m
Diámetro TR (ID)	32	in	Longitud TP	3,228	m
Diámetro TP (OD)	5.875	in	Longitud BHA	312	m
Diámetro TP (ID)	5.045	in	Densidad del fluido	1.05	gr/cc
Tipo de fluido	Agua de mar y baches bentoníticos.				

Fluido de perforación (1.05 gr/cc)		
Cap. Agujero	397.25	(lt/m)
Cap. TR 36 in	518.86	(lt/m)
Cap. TP	12.89	(lt/m)
Cap. BHA	8.10	(lt/m)
Vol. Fluido	180.70	m ³
Vol. Fluido	1,136	bls

Procedimiento de cálculo:

$$V_{Tubería}(TR\ 36\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(36^2) * 85 = 44,103.16\ lt = 44.10\ m^3$$

$$V_{Tubería}(TP\ 5\ 7/8\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(5.045^2) * 3,228 = 41,630.03\ lt = 41.63\ m^3$$

$$V_{Tubería}(BHA\ 9\ 1/2\ in) = Cap\ BHA * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(4^2) * 312 = 2,529.44\ lt = 2.52\ m^3$$

$$V_{Agujero}(28\ in) = Cap\ Agujero * L = 0.5067(D_{Ag}^2) * L = 0.5067(28^2) * 455 = 180,750.02\ lt = 180.75\ m^3$$

$$\begin{aligned} V_{Fluido\ Etapa} &= V_{Tubería}(TR\ 36\ in) + V_{Agujero}(28\ in) - V_{Tubería}(TP\ 5\ 7/8\ in) \\ &\quad - V_{Tubería}(BHA\ 9\ 1/2\ in) \\ &= 44,103.16\ lt + 180,750.02\ lt - 41,630.03\ lt - 2,529.44\ lt = 180,693.71\ lt \\ &= 180.70\ m^3 = 1,136.43\ bls \end{aligned}$$

Tercera Etapa TR 18 in - $D_{\text{agujero}} = 22$ in.

Datos para el diseño					
Profundidad	4,100	mv	Diámetro BHA (OD)	9.5	in
Diámetro del agujero	22	in	Diámetro BHA (ID)	4	in
Diámetro TR anterior (OD)	22	in	Longitud TR	560	m
Diámetro TR anterior (ID)	20	in	Longitud TP	3,740	m
Diámetro TP (OD)	5.875	in	Longitud BHA	360	m
Diámetro TP (ID)	5.045	in	Densidad del fluido	1.11	gr/cc
Tipo de fluido	Sintético				

	Fluido de perforación (1.11 gr/cc)	
	Cap. Agujero	245.24
Cap. TR 22 in	202.68	(lt/m)
Cap. TP	12.89	(lt/m)
Cap. BHA	8.10	(lt/m)
Vol. Buchaca	1.55	m ³
Vol. Fluido	805.23	m ³
Vol. Fluido	5,064	bls

Procedimiento de cálculo:

$$V_{\text{Tubería}}(\text{TR } 22 \text{ in}) = \text{Cap Tubería} * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(20^2) * 3,540 = 717,487.20 \text{ lt} = 717.48 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{Tubería}}(\text{TP } 5 \frac{7}{8} \text{ in}) = \text{Cap Tubería} * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(5.045^2) * 3,740 = 48,233.06 \text{ lt} = 48.23 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{Tubería}}(\text{BHA } 9 \frac{1}{2} \text{ in}) = \text{Cap BHA} * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(4^2) * 360 = 2,918.59 \text{ lt} = 2.91 \text{ m}^3$$



$$V_{Agujero}(22 \text{ in}) = Cap \text{ Agujero} * L = 0.5067(D_{Ag}^2) * L = 0.5067(22^2) * 560 = 137,336 \text{ lt} = 137.33 \text{ m}^3$$

$$V_{Buchaca}(17 \frac{1}{2} \text{ in}) = Cap \text{ Agujero} * L = 0.5067(D_{Bc}^2) * L = 0.5067(17.5^2) * 10 = 1,551.76 \text{ lt} = 1.55 \text{ m}^3$$

$$V_{Fluido \text{ Etapa}} = V_{Tubería}(TR \ 22 \text{ in}) + V_{Agujero}(22 \text{ in}) + V_{Buchaca}(17 \frac{1}{2} \text{ in}) - V_{Tubería}(TP \ 5 \frac{7}{8} \text{ in}) - V_{Tubería}(BHA \ 9 \frac{1}{2} \text{ in}) = 717,487.20 \text{ lt} + 137,336 \text{ lt} + 1,551.76 \text{ lt} - 48,233.06 \text{ lt} - 2,918.59 \text{ lt} = 805,233.31 \text{ lt} = 805.23 \text{ m}^3 = 5,064.30 \text{ bls}$$

Cuarta Etapa TR 16 in - $D_{agujero} = 20 \text{ in}$.

Datos para el diseño					
Profundidad	4,500	mv	Diámetro BHA (OD)	9	in
Diámetro del agujero	20	in	Diámetro BHA (ID)	4	in
Diámetro TR anterior (OD)	18	in	Longitud TR	400	m
Diámetro TR anterior (ID)	16.625	in	Longitud TP	4,128	m
Diámetro TP (OD)	5.875	in	Longitud BHA	372	m
Diámetro TP (ID)	5.045	in	Densidad del fluido	1.25	gr/cc
Tipo de fluido	Sintético				

Fluido de perforación (1.11 gr/cc)		
Cap. Agujero	245.24	(lt/m)
Cap. TR 22 in	202.68	(lt/m)
Cap. TR 18 in	140.04	(lt/m)
Cap. TP	12.89	(lt/m)
Cap. BHA	8.10	(lt/m)
Cap. EA	81.07	(lt/m)
Vol. Buchaca	2.44	m ³
Vol. Fluido	847.02	m ³
Vol. Fluido	5,327	bls

Procedimiento de cálculo:

$$V_{Tubería}(TR\ 22\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(20^2) * 3,390 = 687,085.20\ lt = 687.08\ m^3$$

$$V_{Tubería}(TR\ 18\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(16.625^2) * 710 = 99,433.46\ lt = 99.43\ m^3$$

$$V_{Tubería}(TP\ 5\ 7/8\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(5.045^2) * 4,128 = 53,236.92\ lt = 53.23\ m^3$$

$$V_{Tubería}(BHA\ 9\ in) = Cap\ BHA * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(4^2) * 372 = 3,015.87\ lt = 3.02\ m^3$$

$$V_{Agujero}(20\ in) = Cap\ Agujero * L = 0.5067(D_{Ag}^2) * L = 0.5067(20^2) * 400 = 81,072\ lt = 81.07\ m^3$$

$$V_{Buchaca}(16\ 1/2\ in) = Cap\ Agujero * L = 0.5067(D_{Bc}^2) * L = 0.5067(16.5^2) * 10 = 1,379.50\ lt = 1.38\ m^3$$



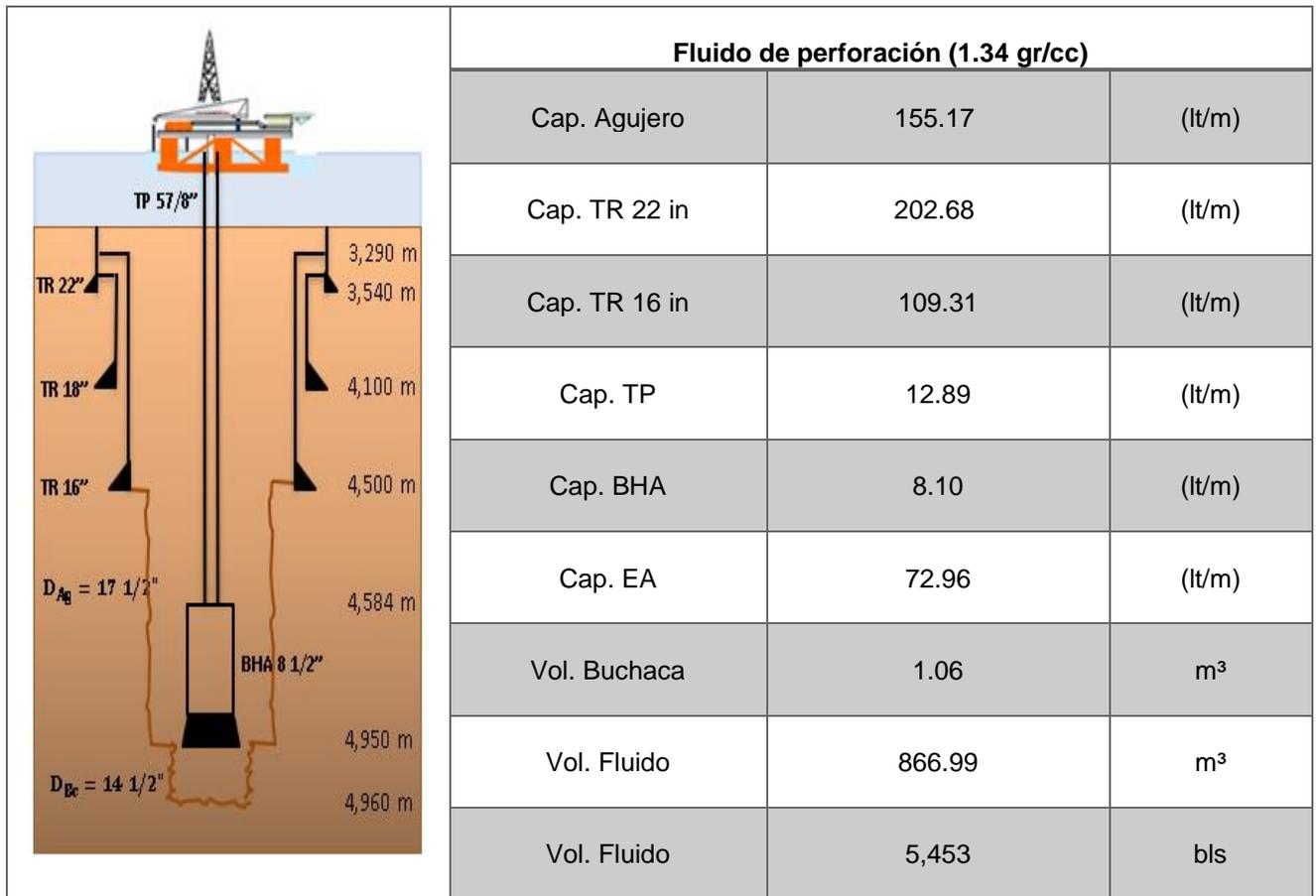
$$V_{Buchaca}(14\ 1/2\ in) = Cap\ Agujero * L = 0.5067(D_{Bc}^2) * L = 0.5067(14.5^2) * 10 = 1,065.33\ lt = 1.06\ m^3$$

$$V_{EA} = V_{EA}(lt) = Cap\ EA * L = 0.5067(D^2 - d^2) * L = 0.5067(22^2 - 18^2) * 410 = 33,239.52\ lt = 33.24\ m^3$$

$$V_{Fluido\ Etapa} = V_{Tubería}(TR\ 22\ in) + V_{Tubería}(TR\ 18\ in) + V_{Agujero}(20\ in) + V_{Buchaca}(16\ 1/2\ in) + V_{Buchaca}(14\ 1/2\ in) - V_{Tubería}(TP\ 5\ 7/8\ in) - V_{Tubería}(BHA\ 9\ in) + V_{EA} = 687,085.20\ lt + 99,433.46\ lt + 81,072\ lt + 1,379.50\ lt + 1,065.33\ lt - 53,236.92\ lt - 3,015.87\ lt + 33,239.52\ lt = 847,022.22\ lt = 847.02\ m^3 = 5,327.20\ bls$$

Quinta Etapa TR 13 3/8 in - $D_{agujero} = 17\ 1/2\ in$.

Datos para el diseño					
Profundidad	4,950	mv	Diámetro BHA (OD)	8.5	in
Diámetro del agujero	17.5	in	Diámetro BHA (ID)	4	in
Diámetro TR anterior (OD)	16	in	Longitud TR	450	m
Diámetro TR anterior (ID)	14.688	in	Longitud TP	4,584	m
Diámetro TP (OD)	5.875	in	Longitud BHA	366	m
Diámetro TP (ID)	5.045	in	Densidad del fluido	1.34	gr/cc
Tipo de fluido	Sintético				



Procedimiento de cálculo:

$$V_{Tubería}(TR\ 22\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(20^2) * 3,290 = 666,817.20\ lt = 666.81\ m^3$$

$$V_{Tubería}(TR\ 16\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(14.688^2) * 1,210 = 132,270.07\ lt = 132.27\ m^3$$

$$V_{Tubería}(TP\ 5\ 7/8\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(5.045^2) * 4,584 = 59,117.74\ lt = 591.11\ m^3$$

$$V_{Tubería}(BHA\ 8\ 1/2\ in) = Cap\ BHA * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(4^2) * 366 = 2,967.23\ lt = 2.96\ m^3$$

$$V_{Agujero}(17\ 1/2\ in) = Cap\ Agujero * L = 0.5067(D_{Ag}^2) * L = 0.5067(17.5^2) * 450 = 69,829.60\ lt = 69.83\ m^3$$

$$V_{Buchaca}(14\ 1/2\ in) = Cap\ Agujero * L = 0.5067(14.5^2) * 10 = 1,065.33\ lt = 1.06\ m^3$$

$$V_{EA} = V_{EA}(lt) = Cap\ EA * L = 0.5067(D^2 - d^2) * L = 0.5067(20^2 - 16^2) * 810 = 59,101.48\ lt = 59.10\ m^3$$

$$V_{Fluido\ Etapa} = V_{Tubería}(TR\ 22\ in) + V_{Tubería}(TR\ 16\ in) + V_{Agujero}(17\ 1/2\ in) + V_{Buchaca}(14\ 1/2\ in) - V_{Tubería}(TP\ 5\ 7/8\ in) - V_{Tubería}(BHA\ 8\ 1/2\ in) + V_{EA} = 666,817.20\ lt + 132,270.07\ lt + 69,829.60\ lt + 1,065.33\ lt - 59,117.74\ lt - 2,967.23\ lt + 59,101.48\ lt = 866,998.71\ lt = 867\ m^3 = 5,453\ bls$$

Sexta Etapa TR 9 7/8 in - $D_{agujero} = 12\ 1/4\ in$.

Datos para el diseño					
Profundidad	5,450	mv	Diámetro BHA (OD)	8	in
Diámetro del agujero	12.25	in	Diámetro BHA (ID)	4	in
Diámetro TR anterior (OD)	13.375	in	Longitud TR	500	m
Diámetro TR anterior (ID)	12.347	in	Longitud TP	5,090	m
Diámetro TP (OD)	5.875	in	Longitud BHA	360	m
Diámetro TP (ID)	5.045	in	Densidad del fluido	1.44	gr/cc
Tipo de fluido	Sintético				

	Fluido de perforación (1.44 gr/cc)	
	Cap. Agujero	76.03
Cap. TR 13 3/8 in	77.24	(lt/m)
Cap. TP	12.89	(lt/m)
Cap. BHA	8.10	(lt/m)
Cap. EA	64.53	(lt/m)
Vol. Fluido	445.39	m ³
Vol. Fluido	2,801	bls



Procedimiento de cálculo:

$$V_{Tubería}(TR\ 13\ 3/8\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(12.347^2) * 4,950 = 382,365.76\ lt = 382.36\ m^3$$

$$V_{Tubería}(TP\ 5\ 7/8\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(5.045^2) * 5,090 = 65,643.40\ lt = 65.64\ m^3$$

$$V_{Tubería}(BHA\ 8\ in) = Cap\ BHA * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(4^2) * 360 = 2,918.60\ lt = 2.92\ m^3$$

$$V_{Agujero}(12\ 1/4\ in) = Cap\ Agujero * L = 0.5067(D_{Ag}^2) * L = 0.5067(12.25^2) * 500 = 38,018.33\ lt = 38.02\ m^3$$

$$V_{EA} = V_{EA}(lt) = Cap\ EA * L = 0.5067(D^2 - d^2) * L = 0.5067(17.5^2 - 13.375^2) * 1450 = 93,572.84\ lt = 93.57\ m^3$$

$$V_{Fluido\ Etapa} = V_{Tubería}(TR\ 13\ 3/8\ in) + V_{Agujero}(12\ 1/4\ in) - V_{Tubería}(TP\ 5\ 7/8\ in) - V_{Tubería}(BHA\ 8\ in) + V_{EA} = 382,365.76\ lt + 38,018.33\ lt - 65,643.40\ lt - 2,918.60\ lt + 93,572.84\ lt = 445,394.93\ lt = 445.40\ m^3 = 2,801.22\ bls$$

Séptima Etapa TR 7 in - $D_{agujero} = 8\ 1/2\ in$.

Datos para el diseño					
Profundidad	6,050	mv	Diámetro BHA (OD)	6.75	in
Diámetro del agujero	8.5	in	Diámetro BHA (ID)	4	in
Diámetro TR anterior (OD)	9.875	in	Longitud TR	600	m
Diámetro TR anterior (ID)	8.625	in	Longitud TP	5,698	m
Diámetro TP (OD)	5.875	in	Longitud BHA	352	m
Diámetro TP (ID)	5.045	in	Densidad del fluido	1.5	gr/cc
Tipo de fluido	Sintético				

Fluido de perforación (1.50 gr/cc)		
Cap. Agujero	36.60	(lt/m)
Cap. TR 13 3/8 in	77.24	(lt/m)
Cap. TR 9 7/8 in	37.69	(lt/m)
Cap. TP	12.89	(lt/m)
Cap. BHA	8.10	(lt/m)
Vol. Fluido	340.91	m ³
Vol. Fluido	2,144	bls

Procedimiento de cálculo:

$$V_{Tubería}(TR\ 13\ 3/8\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(12.347^2) * 4800 = 370,778.92\ lt = 370.77\ m^3$$

$$V_{Tubería}(TR\ 9\ 7/8\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(8.625^2) * 650 = 24,500.92\ lt = 24.50\ m^3$$

$$V_{Tubería}(TP\ 5\ 7/8\ in) = Cap\ Tubería * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(5.045^2) * 5,698 = 73,484.50\ lt = 73.48\ m^3$$

$$V_{Tubería}(BHA\ 6\ 3/4\ in) = Cap\ BHA * L = 0.5067(d^2) * L = 0.5067(4^2) * 352 = 2,853.73\ lt = 2.85\ m^3$$

$$V_{Agujero}(8\ 1/2\ in) = Cap\ Agujero * L = 0.5067(D_{Ag}^2) * L = 0.5067(8.5^2) * 600 = 21,965.44\ lt = 21.96\ m^3$$

$$V_{Fluido\ Etapa} = V_{Tubería}(TR\ 13\ 3/8\ in) + V_{Tubería}(TR\ 9\ 7/8\ in) + V_{Agujero}(8\ 1/2\ in) - V_{Tubería}(TP\ 5\ 7/8\ in) - V_{Tubería}(BHA\ 6\ 3/4\ in) = 370,778.92\ lt + 24,500.92\ lt + 21,965.44\ lt - 73,484.50\ lt - 2,853.73\ lt = 340,907.05\ lt = 340.91\ m^3 = 2,144.07\ bls$$



Volumen total de fluido de perforación será:

Etapa	Volumen total de fluido (bls)
Riserless	1,385.43
Riser	20,790

Procedimiento de cálculo:

Volumen total de fluido en la etapa Riserless:

$$V_{Tot.Fluido} = 249 \text{ bls} + 1,136.43 \text{ bls} = \mathbf{1,385.43 \text{ bls}}$$

Volumen total de fluido en la etapa Riser:

$$V_{Tot.Fluido} = 5,064.30 \text{ bls} + 5,327.20 \text{ bls} + 5,453 \text{ bls} + 2,801.22 \text{ bls} + 2,144.07 \text{ bls} = \mathbf{20,789.79 \text{ bls}}$$

2.8 Sartas de perforación.

La sarta de perforación es el componente principal de un sistema de perforación rotativo. Típicamente está integrada por el top drive, tubería de perforación, conjunto de perforación (bottomhole assembly, BHA) y barrena, **fig. 2.39**.

Las principales funciones de una sarta de perforación son:

- Transmitir el movimiento giratorio de la mesa rotaria a la barrena.
- Transmitir y soportar cargas de torsión.
- Transmitir y soportar cargas axiales.
- Producir peso sobre la barrena (weight on bit, WOB), para una acción de perforación efectiva.
- Guiar y controlar la trayectoria del pozo.
- Permitir la circulación de fluidos para limpiar el pozo y enfriar la barrena.

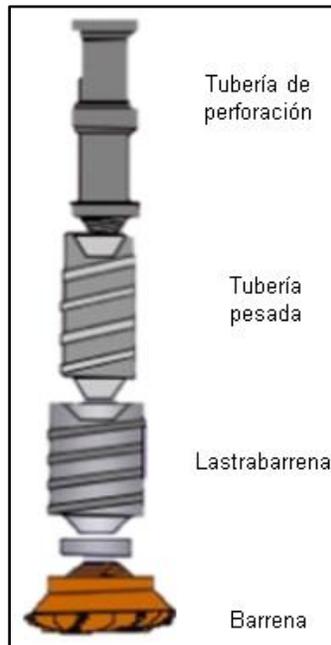


Figura. 2.39 Configuración de una sarta de perforación vertical. (CETEPI, 2014).

Componentes de la sarta de perforación.

Flecha, (Kelly, en aguas profundas no se utiliza).

Es una barra de acero larga, cuadrada o hexagonal con un orificio en el centro para proveer la circulación de fluido. Se utiliza para transmitir la rotación y el peso a la barrena, a la vez que permite llevar el peso total de la sarta de perforación. Tiene una longitud entre 12 y 16 metros.

Tubería de perforación, (drill pipe).

Es el componente principal de la sarta de perforación. Se trata de un conducto tubular de acero provisto de extremos roscados especiales denominados uniones de tubería. Conecta los componentes de superficie del equipo de perforación con el arreglo de fondo de pozo y la barrena, para bombear el fluido de perforación a la barrena y poder subir, bajar y hacer rotar la sarta de perforación.

Unión de tubería, (tool joint).

Son elementos ensanchados y roscados colocados en los extremos de la tubería de perforación. Constituyen conexiones de alta presión y alta resistencia; suelen ser de acero tratado térmicamente para proveer un grado de mayor resistencia que el acero del tubo.



Tubería de perforación pesada o de pared gruesa, (Heavy weight drill pipe, HWDP).

Tubería con grosor de pared mayor y collares más largos que en una tubería de perforación ordinaria. Se coloca cerca del extremo superior de una sarta de perforación larga para lograr soporte adicional. Dentro de sus funciones principales son reducir las fallas en la zona de transición, reducir el torque y la resistencia en la perforación direccional y reducir la adherencia por presión diferencial.

Arreglo de fondo de pozo (bottomhole assembly, BHA).

Es la porción inferior de la sarta de perforación ubicada por encima de la barrena y por debajo del tubo de perforación, que consiste en la barrena, la reducción para la barrena, un motor de fondo, los estabilizadores, collares de perforación, la tubería de pared pesada, dispositivos que operan por golpes y los cruces para las roscas.

Es el encargado de proporcionar la fuerza para que la barrena fracture (peso sobre la barrena) y el control direccional del pozo, proteger la tubería de perforación de flexión y torsión excesiva, reducir la severidad de la pata de perro, reducir las vibraciones de la sarta de perforación.

- Lastrabarrenas.

Tubulares de acero pesados y rígidos, usados en la parte inferior de un BHA para proporcionar suficiente peso en la barrena. Dentro de sus objetivos están poner un peso adicional en la barrena, mantener la sarta de perforación en tensión, y proporcionar rigidez en el BHA para el control direccional. Además de que el punto neutro debe estar dentro de los lastrabarrenas.

- Estabilizador.

Consiste en un tramo de tubería con aletas en la superficie externa, ubicado en la cima de la barrena. Las funciones de los estabilizadores son: controlar la desviación del agujero, reducir las deformaciones de los lastrabarrenas y centralizarlos, evitar el engrosamiento de la pared, mejorar el rendimiento de la barrena.

- Martillo.

Herramienta utilizada para generar una carga de impacto sobre la sarta u otro componente especialmente cuando este se encuentra atascado. Existen dos tipos: hidráulico que da un golpe ascendente y mecánico que golpea hacia abajo.

- Escariador.

Consisten en cuchillas estabilizadoras con rodillos incrustados en la superficie de la cuchilla, que pueden estar hechos de acero carburado o carburo de tungsteno. El escariador actúa como un estabilizador y limpiar los interiores de las tuberías de revestimiento.



- **Combinación (entre sarta y los lastrabarrenas).**
Se refiere a cualquier tramo corto de tubería, collar, carcasa, etc; con una función definida para operaciones de perforación. Algunos de las combinaciones utilizadas en el diseño de la sarta de perforación son:

Cruces: se utilizan entre la sarta y los collares de perforación, para conectar dos tuberías de diferentes tamaños o tipos de rosca.

Amortiguadores de choque: también conocido como amortiguador de vibración, se ubica por encima de la barrena para reducir el estrés debido al rebote producido por la barrena y la sarta de perforación cuando se pasa a través de roca dura.

2.8.1 Diseño de una sarta de perforación.

El objetivo de diseñar una sarta de perforación es obtener la longitud del tamaño óptimo de los diferentes componentes de esta. Se asume inicialmente un modelo de diseño, se seleccionan los componentes y luego se incorporan factores que mejoran el diseño.

Dentro de los criterios de diseño que deben considerarse se tienen:

1. *El diseño implica la determinación de:*
 - a) Longitud.
 - b) Peso.
 - c) Grado.
2. *Los factores que afectan el diseño son:*
 - a) Profundidad y tamaño del agujero.
 - b) Peso del fluido.
 - c) Factor de seguridad.
 - d) Longitud/peso de los lastrabarrenas.
 - e) Tamaño de los lastrabarrenas.
3. *El diseño debe ser probado para los siguientes criterios:*
 - a) Tensión.
 - b) Colapso.
 - c) Velocidad crítica.
 - d) Carga de choque.
 - e) Torsión.
 - f) Tramo.
4. *El diseño debe seguir el procedimiento:*
 - a) Colapso.
 - b) Tensión.
 - c) Otros.



El diseño final debe cumplir con los siguientes criterios:

- La capacidad de carga de cualquier componente de la sarta de perforación debe ser mayor o igual a la carga máxima permitida.
- Los elementos vecinos deben ser compatibles. Esto se logra seleccionando elementos con una relación de tensión de flexión apropiada.
- Las propiedades geométricas de la sarta de perforación deben seleccionarse junto con un programa hidráulico y de revestimiento óptimos.
- En los pozos desviados, la rotación de la sarta de perforación no debe producir daños excesivos en la carcasa.
- El costo total de la sarta debe mantenerse en un mínimo.

Ejercicio de aplicación.

La configuración de las sarta de perforación para cada etapa de construcción del pozo de aguas ultraprofundas se muestra en la siguiente página, (**tabla 2.22**).



Tabla 2.22 Configuraciones de las sartas para la construcción del pozo de aplicación.

Etapa (TR o LN)	Función	BHA	
		Barrena Control Direccional	Telemetría
36"	Jetteo Conductora	Bna Tricónica 28" Motor de Fondo	LWD/APWD – MWD
22"	Etapa Superficial Riserless	Bna Tricónica 28" Motor de Fondo	LWD/APWD – MWD
18"	DO + LOT + rebajar cemento	Sarta lisa PDC 18 1/8" x 19 1/2"	LWD/APWD – MWD
	Perforar Etapa	Bna PDC 17 1/2" x 22" Sistema Rotatorio	LWD/APWD – MWD – Sónico
	Ampliación Buchaca	Bna PDC 17 1/2" x 22"	APWD – MWD
16"	DO + LOT + rebajar cemento	Bna Tricónica 16 1/2"	LWD/APWD – MWD
	Perforar Etapa	Bna PDC 12 1/4" x 16 1/2" x 20" Sistema Rotatorio	LWD/APWD – MWD - Sónico
	Ampliación buchaca	Bna PDC 12 1/4" x 16 1/2" x 20"	APWD – MWD
13 3/8"	LOT + Perforar Etapa Intermedia	Bna PDC 14 1/2" x 17 1/2" Sistema Rotatorio	LWD/APWD – MWD - Sónico
	Ampliación buchaca	Bna PDC 14 1/2" x 17 1/2"	APWD – MWD
9 7/8"	LOT + Perforar Etapa Evaluación	Bna PDC 12 1/4" Sistema Rotatorio	LWD/PWD – MWD - Sónico - ALD/CTN
7"	LOT + Perforar Etapa Evaluación	Bna PDC 8 1/2" Sistema Rotatorio	LWD/PWD – MWD - Sónico - ALD/CTN

Nota. Obtenido de (José, 2017).

2.8.3 Procedimiento de cálculo.

Selección de los lastrabarrenas.

a) Método de factor de flotación.

1. Calcular el factor de flotación:

$$F_f = 1 - \frac{\rho_f}{\rho_a} \quad 2.30$$

Donde:

- F_f : Factor de flotación, adimensional.
- ρ_f : Densidad del fluido de perforación, gr/cc.
- ρ_a : Densidad del acero, 7.85 gr/cc.

2. Calculamos la longitud de los lastrabarrenas.

$$L_{DC} = 0.305 * \frac{FPSB_{Max} * F_S}{F_f * P_{DC}} \quad 2.31$$

Donde:

- L_{DC} : Longitud de los lastrabarrenas, m.
- $FPSB_{Max}$: Peso máximo que se espera darle a la barrena, $FPSB_{Max} = (F_f * P_{DC})$, lb.
- F_S : Factor de seguridad, 1.15 si es 15% o 1.20 si es 20%.
- F_f : Factor de flotación, adimensional.
- P_{DC} : Peso unitario de los lastrabarrenas en el aire, lb/ft.

b) Método de presión-área.

Se basa en un análisis de fuerzas para calcular el peso que se espera darle a la barrena (ABW), considerándose este, en la cima de los lastrabarrenas, **fig. 2.40**.

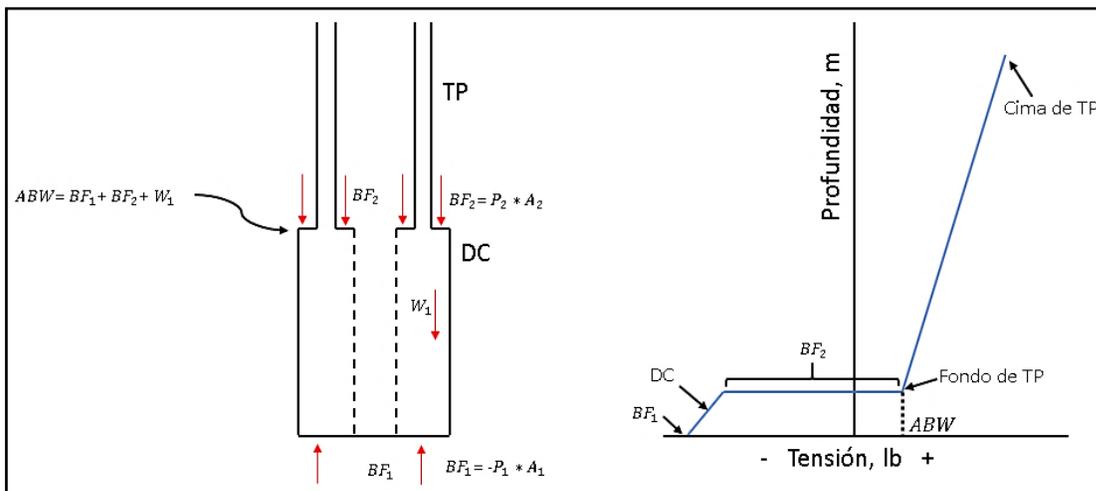


Figura 2.40. Método de presión-área para calcular ABW . Modificado de (Neal, 1994).



Selección de la tubería de perforación.

Carga de colapso.

La presión de colapso puede definirse como una presión externa requerida para causar falla en la tubería de perforación. También como la diferencia entre la presión externa e interna.

Esta presión ocurrirá si la tubería de perforación está vacía (sin lodo), lo que normalmente puede ocurrir durante una prueba DST (donde el pozo es abierto al flujo bombeando por la sarta y produciendo por la tubería de perforación).

Procedimiento:

1. Calculamos la presión externa más alta que tiende a colapsar la sarta de perforación se produce en la parte inferior. Esta presión puede escribirse como:

$$P_c = 14.223 * \frac{L_{TVD} * \rho_f}{10} \quad \mathbf{2.32}$$

Donde:

P_c : Presión de colapso, psi

ρ_f : Densidad del fluido fuera de la línea de perforación, gr/cc.

L_{TVD} : Profundidad vertical verdadera total del pozo, m.

2. Determinamos la presión de diseño.

$$P_{cd} = P_c * \text{Factor diseño} \quad \mathbf{2.33}$$

Donde:

P_c : Presión de colapso, psi

Factor diseño: 1.3.

3. Obtenemos las líneas del gráfico representativo para colapso, **fig. 2.41**.

Línea de colapso:

Superficie: $P_{cs} = 0 \text{ psi}$

Fondo: $P_{cf} = P_c$

Línea de diseño:

Superficie: $P_{cs} = 0 \text{ psi}$

Fondo: $P_{df} = P_d$

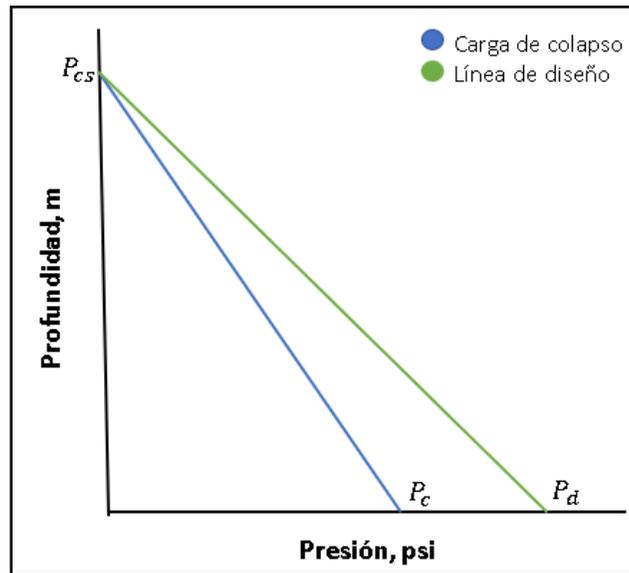


Figura. 2.41 Gráfico representativo de la carga de colapso. Modificado de (Neal, 1994).

Carga de tensión.

Una sarta de perforación al estar suspendida verticalmente sufrirá un esfuerzo axial llamado tensión producto de su peso. Se puede calcular a partir de los pesos conocidos de los lastrarbarrenas y la tubería de perforación por debajo del punto de interés. También se debe considerar el efecto de la flotabilidad en el peso de la sarta de perforación y por lo tanto en la tensión. Las fuerzas de flotabilidad se ejercen sobre superficies horizontales expuestas y pueden actuar hacia arriba o hacia abajo, ocurren donde hay un cambio en el área de sección transversal. La carga de tensión se puede determinar para cada profundidad. Representándose gráficamente mediante una línea de carga de tensión. Se requiere que los lastrarbarrenas mantengan la sarta de perforación en tensión proporcionando peso sobre la barrena.

Al seleccionarse la tubería de perforación, debe tenerse en cuenta la carga de tensión máxima a la que se podría someter la sarta. Además de la carga de diseño calculada sobre la base de la sarta que cuelga libremente en el pozo, generalmente se agregan otros factores de seguridad y márgenes:

- Factor de diseño: generalmente se agrega a la línea de carga calculada (se multiplica por 1.3).
- Margen de jalón (MOP): se agrega a la línea de carga para permitir aplicar fuerzas adicionales al tirar de la tubería atascada.

En general la densidad del acero se considera de 489.5 lb/ft³, 65.5 lb/gal o 7.85 gr/cc.



Procedimiento:

1. Determinamos la fuerza de flotación que actúa en el fondo de los lastrabarrenas.

$$BF_1 = -P_1 * A_1 \quad \mathbf{2.34}$$

Donde:

BF_1 : Fuerza de flotación, lb.

P_1 : Presión hidrostática en el fondo de los lastrabarrenas, psi.

A_1 : Área de sección transversal, $\frac{\pi}{4}(OD^2 - ID^2)$, in².

2. Obtenemos la fuerza de flotación que actúa en la cima de los lastrabarrenas.

$$BF_2 = P_2 * A_2 \quad \mathbf{2.35}$$

Donde:

BF_2 : Fuerza de flotación, lb.

P_2 : Presión hidrostática en la cima de los lastrabarrenas, psi.

A_2 : Área de sección transversal, $\frac{\pi}{4}(OD^2 - ID^2)$, in².

3. Determinamos el peso en el aire de los lastrabarrenas.

$$P_{DC} = 3.278 * W_{DC} * L_{DC} \quad \mathbf{2.36}$$

Donde:

P_{DC} : Peso en el aire de los lastrabarrenas, lb.

W_{DC} : Peso nominal de los lastrabarrenas, lb/ft.

L_{DC} : Longitud de los lastrabarrenas, m.

4. Obtenemos el peso en el aire de la tubería de perforación.

$$P_{TP} = 3.278 * W_{TP} * L_{TP} \quad \mathbf{2.37}$$

Donde:

P_{TP} : Peso en el aire de la TP, lb.

W_{TP} : Peso nominal de la TP, lb/ft.

L_{TP} : Longitud de la TP, m.

5. Cálculos para generar el grafico representativo para tensión, **fig. 2.42**.

Línea de carga de tensión:

Punto 1. $P_1 = -BF_1$

Punto 2. $P_2 = -BF_1 + P_{DC}$

Punto 3. $P_3 = -BF_1 + P_{DC} + BF_2$

Punto 4. $P_4 = -BF_1 + P_{DC} + BF_2 + P_{TP}$

Línea de diseño:

Punto 3. $P_3 = (-BF_1 + P_{DC} + BF_2) * Factor\ diseño$

Punto 4. $P_4 = (-BF_1 + P_{DC} + BF_2 + P_{TP}) * Factor\ diseño$

Donde: $Factor\ diseño = 1.3$

Línea de margen de jalón (MOP):

Punto 3. $P_3 = (-BF_1 + P_{DC} + BF_2) + MOP$

Punto 4. $P_4 = (-BF_1 + P_{DC} + BF_2 + P_{TP}) + MOP$

Donde: $MOP = 100,000\ lb$

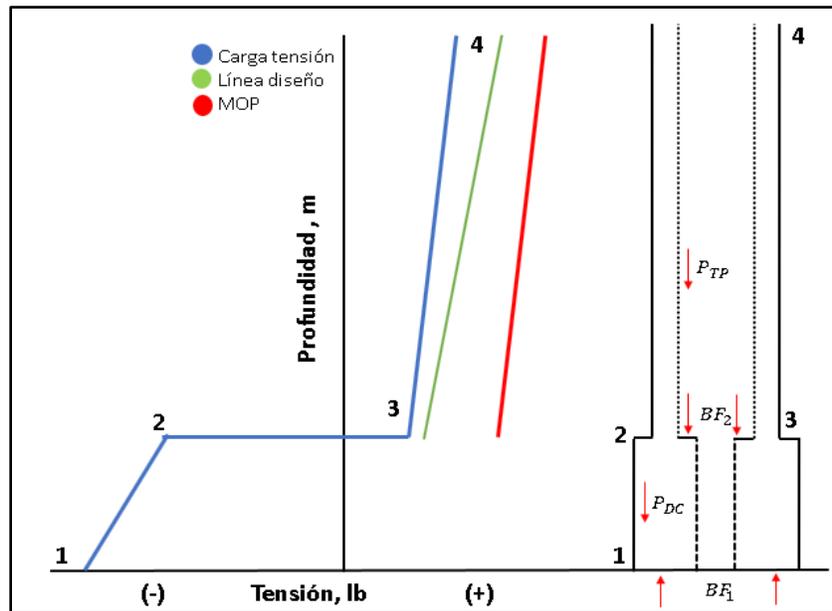


Figura. 2.42 Gráfico representativo para carga por tensión. Modificado de (Neal, 1994).



Ejercicio de aplicación.

A continuación, se presentará el diseño de la sarta de perforación para la etapa 13 3/8" con $D_{Agujero} = 17\ 1/2"$, del pozo de aguas ultraprofundas.

Datos
<i>Profundidad</i> = 4,950 m
$\rho_f = 1.44 \frac{gr}{cc}$
Lastrabarrenas
<i>OD</i> = 9 1/2 in
<i>ID</i> = 3 in
<i>L_{DC}</i> = 106 m
TP
<i>OD</i> = 5 7/8 in
<i>ID</i> = 5.045 in
<i>MOP</i> = 100,000 lb

Procedimiento.

Seleccionamos los lastrabarrenas con ayuda del método del factor de flotación:

1. Determinamos el peso de los DC en lb/ft, W_{DC} .

$$W_{DC} = \frac{Area}{0.2945} \tag{2.38}$$

$$Area = \frac{\pi}{4} (OD^2 - ID^2) \tag{2.39}$$

$$W_{DC} = \frac{\frac{\pi}{4} (9.5^2 - 3^2)}{0.2945} = 216.68 \frac{lb}{ft}$$

2. Calculamos el peso en el aire de los lastrabarrenas, P_{DC} .

$$P_{DC} = W_{DC} * L_{DC}$$

$$P_{DC} = 216.68 \frac{lb}{ft} * 347.54 ft = 75,305 lb$$

3. Obtenemos el factor de flotación, B_f .

$$F_f = 1 - \frac{\rho_f}{\rho_a} = 1 - \frac{1.44}{7.85} = 0.81$$

4. Determinamos el peso máximo sobre la barrena, considerando solo el factor de flotación.

$$PSB_{Max} = (F_f * P_{DC}) \tag{2.40}$$

$$PSB_{Max} = (F_f * P_{DC}) = 0.81 * 75,305 = 60,997.05 lb$$

Procedemos a diseñar la tubería de perforación en colapso y tensión.

Carga por colapso.

5. Calculamos la presión externa más alta que tiende a colapsar la sarta de perforación.

$$P_c = 14.223 * \frac{L_{TVD} * \rho_f}{10} = 14.223 * \frac{(4,844 * 1.44)}{10} = 9,921.05 \text{ psi}$$

6. Determinamos la presión de diseño.

$$P_d = P_c * \text{Factor diseño} = 9,921.05 * 1.3 = 12,897.36 \text{ psi}$$

7. Obtenemos las líneas del gráfico.

Línea de colapso:

Superficie: $P_{cs} = 0 \text{ psi}$

Fondo: $P_{cf} = P_c = 9,921.05 \text{ psi}$

Línea de diseño:

Superficie: $P_{ds} = 0 \text{ psi}$

Fondo: $P_{df} = P_d = 12,897.36 \text{ psi}$

8. Generamos el gráfico representativo de colapso de la etapa, **fig. 2.43**.

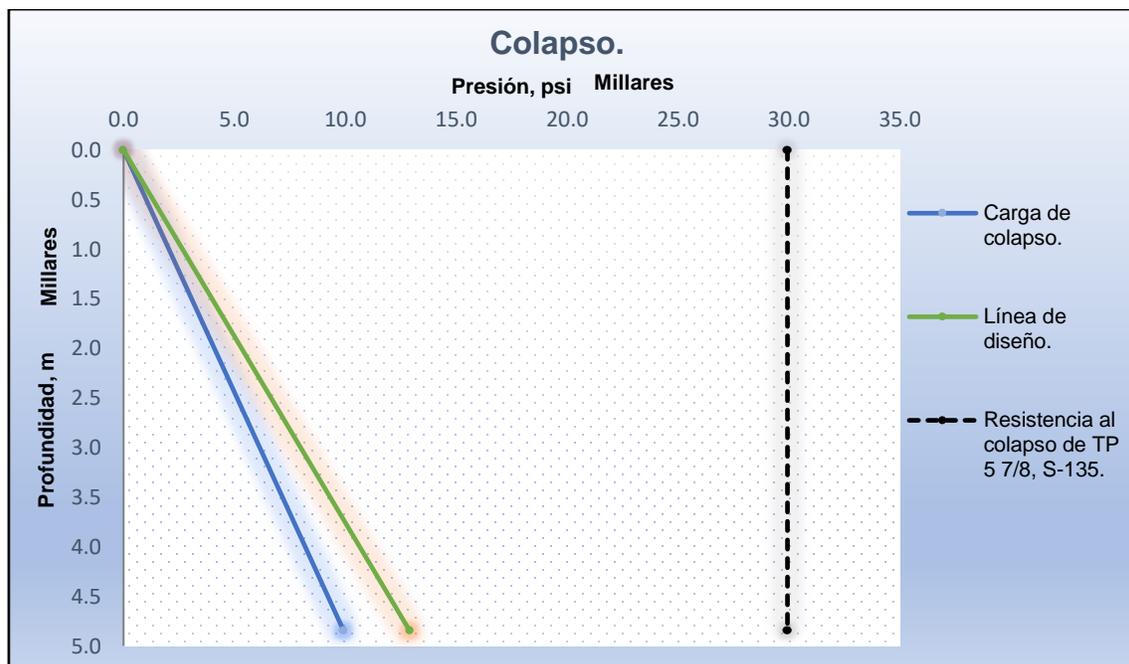


Figura. 2.43 Gráfico representativo de la carga por colapso para el ejercicio de aplicación. Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

Se seleccionó la TP 5 7/8" S-135 de 31.847 lb/ft, premium, cuya **resistencia al colapso** es de **25,931 psi**.

Carga de tensión.

Primero se elabora el diagrama de cuerpo libre representativo de la sarta, con sus respectivas fuerzas involucradas, **fig. 2.44**.

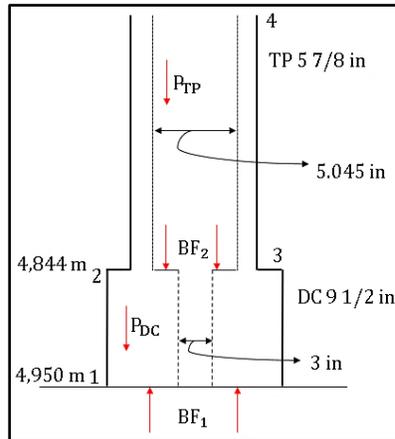


Figura. 2.44 Diagrama de cuerpo libre para tensión. (Ovando, 2019).

9. Determinamos la fuerza de flotación que actúa en el fondo de los lastrabarrenas.

$$BF_1 = -P_1 * A_1 = - \left[14.223 * \frac{Prof_{Fondo DC} * \rho_f}{10} \right] * \frac{\pi}{4} (OD^2 - ID^2) \quad \mathbf{2.41}$$

$$BF_1 = -P_1 * A_1 = 14.223 * \frac{(4,950 * 1.44)}{10} * \frac{\pi}{4} (9.5^2 - 3^2) = -10,138.154 \text{ psi} * 63.813 \text{ in}^2 = -646,946.02 \text{ lb}$$

10. Obtenemos la fuerza de flotación que actúa en la cima de los lastrabarrenas.

$$BF_2 = P_2 * A_2 = \left[14.223 * \frac{(Prof_{Cima DC} - L_{DC}) * \rho_f}{10} \right] * \left[\frac{\pi}{4} (OD^2 - ID^2) + \frac{\pi}{4} (OD^2 - ID^2) \right] \quad \mathbf{2.42}$$

$$BF_2 = \left[14.223 * \frac{(4,844) * 1.44}{10} \right] * \left[\frac{\pi}{4} (9.5^2 - 5.875^2) + \frac{\pi}{4} (5.045^2 - 3^2) \right] = 9,921.054 \text{ psi} * (43.773 + 12.921) \text{ in}^2 = 562,464.23 \text{ lb}$$

11. Determinamos el peso en el aire de los lastrabarrenas.

$$P_{DC} = 3.278 * W_{DC} * L_{DC} = 3.278 * 216.68 * 106 = 75,289.36 \text{ lb}$$

12. Obtenemos el peso en el aire de la tubería de perforación

$$P_{TP} = 3.278 * W_{TP} * L_{TP} = 3.278 * 31.84 * 4,844 = 505,575.64 \text{ lb}$$

13. Cálculos para generar el grafico.

Línea de carga de tensión:

Punto 1. $P_1 = -BF_1 = -646,946.02 \text{ lb}$

Punto 2. $P_2 = -BF_1 + P_{DC} = -646,946.02 + 75,289.36 = -571,656.66 \text{ lb}$

Punto 3. $P_3 = -BF_1 + P_{DC} + BF_2 = -571,656.66 + 562,464.23 = -9,192.43 \text{ lb}$

Punto 4. $P_4 = -BF_1 + P_{DC} + BF_2 + P_{TP} = -9,192.43 + 505,575.64 = 496,383.21 \text{ lb}$

Línea de diseño:

$$\text{Punto 3. } P_3 = (-BF_1 + P_{DC} + BF_2) * \text{Factor diseño} = -9,192.43 * 1.3 = -11,950.16 \text{ lb}$$

$$\text{Punto 4. } P_4 = (-BF_1 + P_{DC} + BF_2 + P_{TP}) * \text{Factor diseño} = 496,383.21 * 1.3 = 645,298.17 \text{ lb}$$

Línea de margen de jalón (MOP):

$$\text{Punto 3. } P_3 = (-BF_1 + P_{DC} + BF_2) + MOP = -9,192.43 + 100,000 = 90,807.57 \text{ lb}$$

$$\text{Punto 4. } P_4 = (-BF_1 + P_{DC} + BF_2 + P_{TP}) + MOP = 496,383.21 + 100,000 = 596,383.21 \text{ lb}$$

14. Generamos el gráfico representativo para tensión de la etapa, **fig. 2.45**.

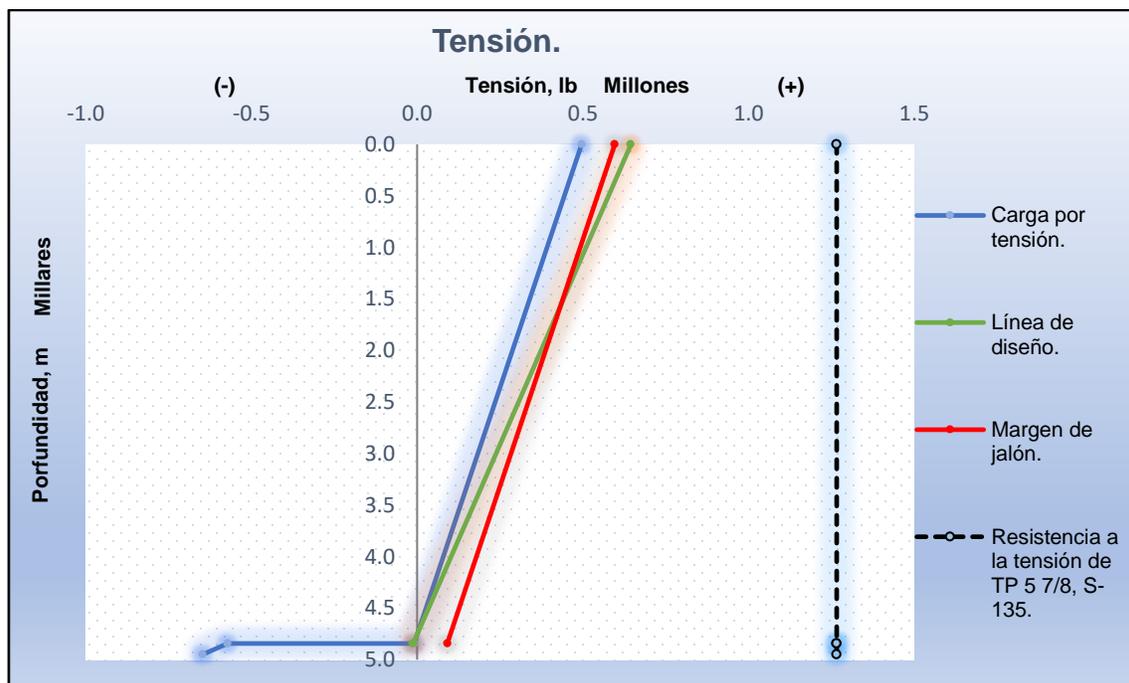


Figura. 2.45 Gráfico representativo de carga por tensión para el ejercicio de aplicación. Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

Con la tubería de perforación seleccionada TP 5 7/8" S-135 de 31.847 lb/ft premium, también aguanta la carga por tensión, con una resistencia de **1,266,000 lb**.

Por lo que el diseño final quedó como: 4,844 metros de TP 5 7/8" S-135 de 31.847 lb/ft premium.

2.9 Selección de barrenas.

La barrena es la herramienta utilizada para triturar o cortar la roca. Se encuentra en la parte inferior de la sarta de perforación y su diseño es esencial para generar un pozo más calibrado y menos tortuoso.

Durante la perforación de un pozo se utilizan barrenas de varios tipos y estas dependen de factores como la profundidad del pozo, tipo de formación y dureza.

2.9.1 Clasificación de barrenas.

Las barrenas son clasificadas de acuerdo con su mecanismo de ataque a la roca en dos tipos: barrenas tricónicas (cono giratorio) y barrenas de cortadores fijos. Sin embargo, la clasificación de barrenas es más extensa, **fig. 2.46**.

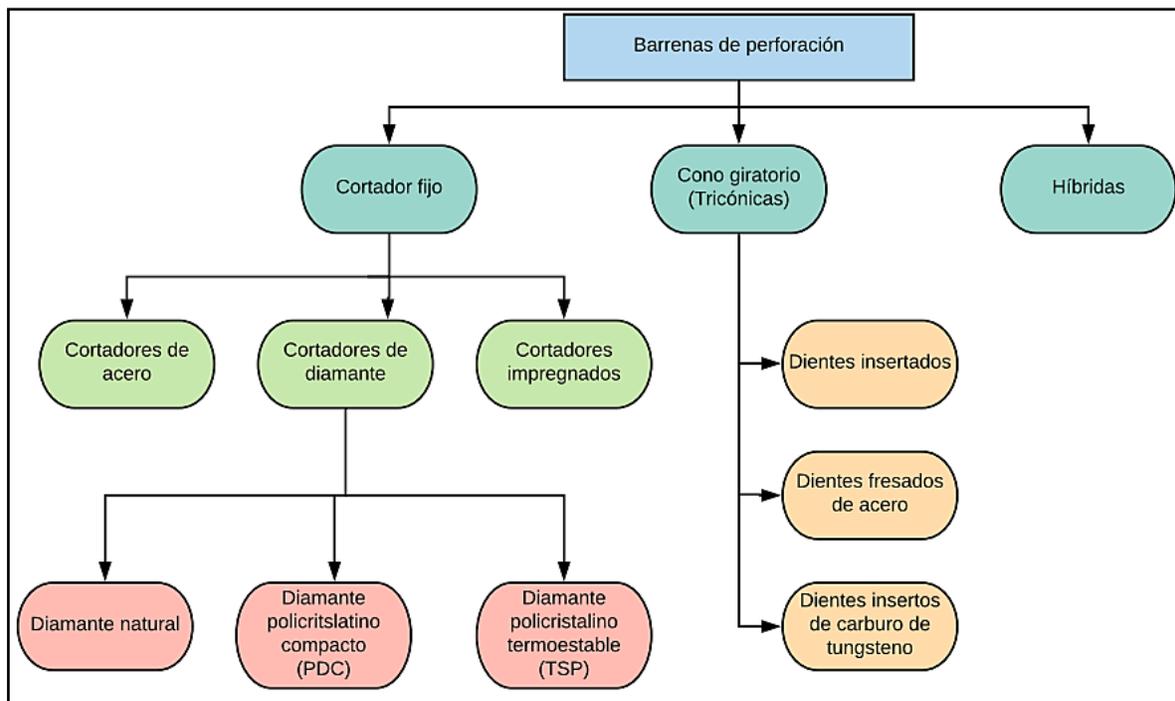


Figura. 2.46 Clasificación de las barrenas. (Hossian, 2015).

Barrenas de cortadores fijos.

También conocidas como barrenas de arrastre, poseen cuchillas fijas que giran como una sola unidad, no tienen partes móviles dado que están hechas de una pieza sólida de carburo de tungsteno o acero, **fig. 2.47**. Fallan a la roca por esfuerzo de cizalla (raspadura). Requieren una alta velocidad de penetración (RPM) y bajo peso sobre la barrena (WOB).

Las barrenas de cortadores fijos se pueden clasificar en: cortadores de acero, cortadores de diamante y cortadores impregnados.



Figura 2.48 Barrenas de cortadores fijos. Modificado de (Centala, 2011).

Barrenas tricónicas.

También conocidas como barrenas de corte rodante, generalmente están formadas de tres conos de acero que giran sobre su propio eje, y donde cada uno de los conos posee estructuras de corte de acero cementado o insertos de carburo de tungsteno. Están diseñadas para usarse en formaciones duras. Fallan a la roca por esfuerzo de compresión. Requieren una alta velocidad de penetración (RPM) y alto peso sobre la barrena (WOB), **fig. 2.48**.

Las barrenas tricónicas se pueden clasificar en: diente de inserción, diente fresado o diente de acero y barrena de inserción de carburo de tungsteno.

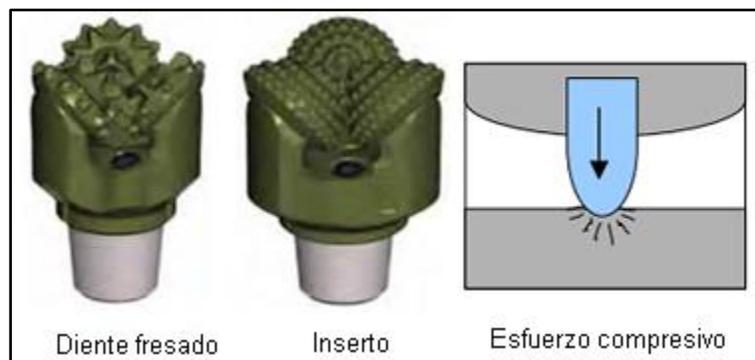


Figura. 2.48 Barrenas tricónicas. Modificado de (Centala, 2011).



2.9.2 Consideraciones en el diseño de barrenas.

Para la perforación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas se suelen utilizar barrenas de tipo PDC y tricónicas. Por lo que solo se abordarán estos dos tipos.

Barrenas de diamante policristalino compacto (PDC).

El diseño para estas barrenas se puede describir en términos de los siguientes elementos:

- Materiales de corte.
- Materiales del cuerpo de la barrena.
- Perfil de la barrena.
- Circulación de fluido.
- Rastrillo de corte.
- Densidad de corte.
- Exposición de corte.

Barrenas tricónicas.

El diseño para estas barrenas se puede describir en términos de los siguientes cuatro elementos:

- Estructura de corte.
- Circulación de fluido.
- Tipos de conos.
- Conjuntos de rodamientos.

2.9.3 Ampliadores.

El uso de barrenas de diferentes tamaños para las configuraciones de los pozos en aguas profundas y ultra profundas, es un factor de alto impacto económico. Por lo que se busca reducir el número de barrenas añadiendo otros elementos de corte, conocidos como ampliadores o escariadores (hole openers).

Como su nombre lo indica, un ampliador es aquella herramienta que permite ampliar el orificio de diámetro fijo perforado previamente. Puede colocarse en la misma sarta de perforación que la barrena para realizar la función de ampliar el agujero o asegurar que el calibre de la barrena se mantenga y limpie los recortes de la formación que puedan acumularse a lo largo de la sección que se está perforando.

Los ampliadores consisten en cuerpos con conos de rodillos o cuchillas fijas que se puede revestir con PDC o cortadores de inserción de carburo de tungsteno (ICT), **fig. 2.49.**



Figura. 2.50 Tipos de ampliadores. (SMITH, 2010).

Ampliador de diámetro fijo.

Está diseñado para su uso en arcillas y lutitas blandas, calizas de dureza media y formaciones pegajosas. Tres chorros con boquillas reemplazables limpian continuamente la estructura de corte de la herramienta, eliminando la acumulación de recortes y aumentando la penetración, **fig. 2.50**.

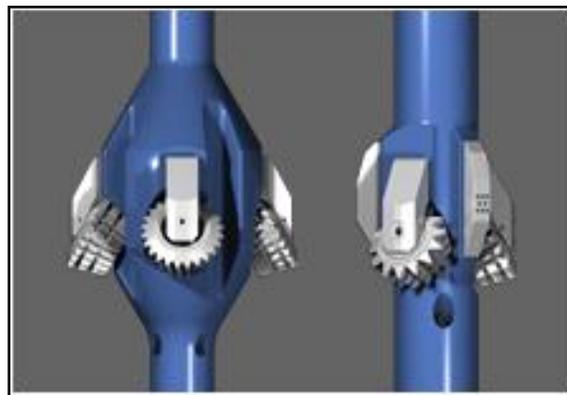


Figura. 2.50 Ampliador de diámetro fijo. (Fixed-diameter hole opener).

Ampliador escalonado.

Incorpora estructuras de corte diseñadas con precisión para garantizar una apertura de orificios concéntricos de alta calidad por niveles, haciendo que en un viaje se pueda perforar más de una etapa de la construcción del pozo. Lo que se traduce en una reducción de tiempos de perforación, **fig. 2.51**.

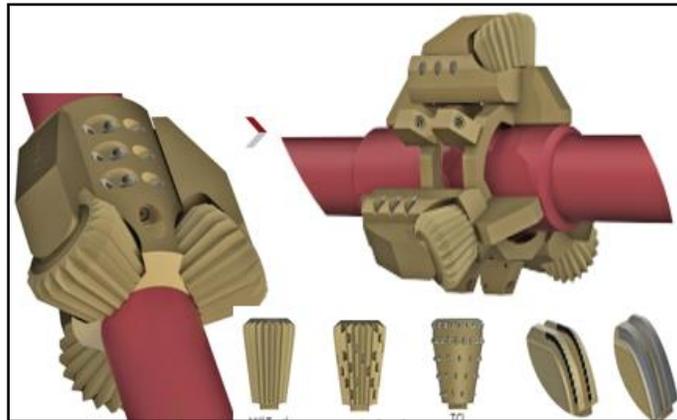


Figura. 2.51 Amplificador escalonado. (HOC).

Criterios y métodos para la selección de barrenas.

La selección de la barrena adecuada es una tarea difícil ya que los factores que afectan su rendimiento están asociados con propiedades de la formación y parámetros operativos. En general entre los criterios para seleccionar una barrena se encuentran:

- Información de pozos de correlación.
- Velocidad de perforación.
- Costo por metro perforado.
- La hidráulica del pozo.
- Coeficiente de penetración (dureza de la formación).
- Trayectoria del pozo.
- Profundidad del pozo.
- Rendimiento de la barrena.
- Parámetros operativos.

Sin embargo, debido a la cantidad de variables involucradas, el proceso de selección es de ensayo y error. Dado que mucha de la información solo se conoce hasta tener el intervalo perforado y antes solo se estiman a partir de estudios geofísicos o información de pozos de correlación (si la hay).

Método de energía mecánica específica (E_s).

Es un método utilizado para seleccionar el tipo de barrena (conos giratorios o cortadores fijos), y es una medida directa de la eficiencia de la barrena en una formación particular.

En este caso la selección y evaluación de barrenas es más fácil. El criterio más válido para comparar el rendimiento de varias barrenas es el costo por metro perforado. Entonces será posible comparar las barrenas utilizadas en un pozo, para seleccionar otras en pozos diferentes de la misma formación.



Procedimiento:

1. Ordenar la información del registro de barrenas de pozos de correlación, (**tabla 2.23**).

Tabla 2.23 Información obtenida de un registro de barrenas.

Avance (m)	Avance acumulado (m)	Profundidad alcanzada (m)	$W*N*1,000$ (Ton-rpm)	t_V (hr)	t_{RD} (hr)	t_{RA} (hr)	C (\$/m)	E_S (in-lb/in ³)

Nota. Recuperado de (PEMEX, *Guía para la selección de barrenas*, 2006).

t_{RD} : Tiempo de rotación diaria.

t_{RA} : Tiempo de rotación acumulado.

C : Costo por metro perforado, $C = \frac{C_B + (t_V + t_R)C_E}{H}$ **2.43**

Donde:

- C_B : Costo de la barrena, \$.
- t_V : Tiempo de viaje, hrs.
- t_R : Tiempo efectivo de rotación, hrs.
- C_E : Costo del equipo, \$.
- H : Intervalo perforado, m.

2. Calcular la energía mecánica específica (E_S). Se define como la energía requerida para remover una unidad de volumen de roca, y se calcula como:

$E_S = \frac{13415 * W * N}{d R_P}$ **2.44**

Donde:

- W : Peso sobre la barrena, lb.
- N : Velocidad de la mesa rotaria, m/hrs.
- d : Diámetro de la barrena.
- R_P : Ritmo de penetración, m/hrs.

3. Graficar los datos de E_S en una grafica de profundidad alcanzada Vs E_S , **fig. 2.52**.

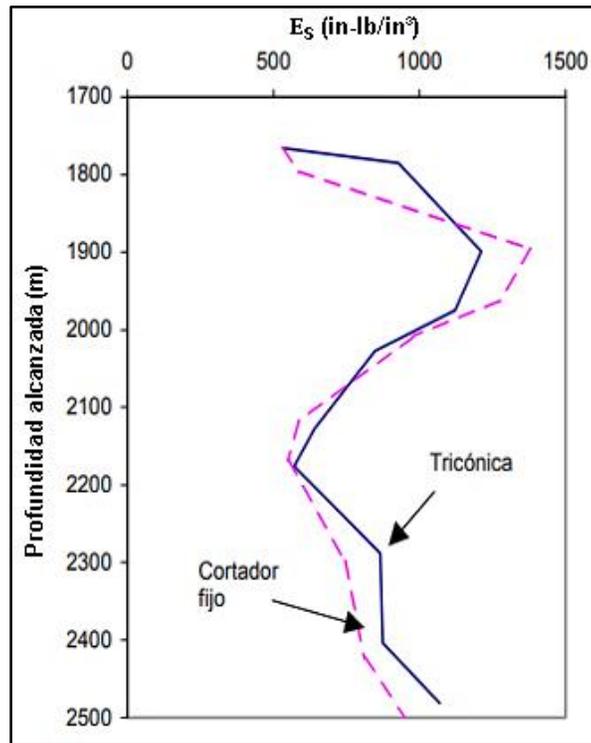


Figura. 2.52 Gráfica E_s vs Profundidad. (PEMEX, Guía para la selección de barrenas, 2006).

4. Seleccionar la(s) barrena(s) utilizando la gráfica construida, usando el criterio de usar la barrena que requiere menos energía.

Selección de la barrena tricónica óptima.

Eligiendo una barrena tricónica, el diseño parte de calcular el UCS (esfuerzo compresivo de la roca sin confinamiento), el cual es definido como la resistencia que una muestra no confinada de roca tiene bajo esfuerzos compresivos.

El cálculo de UCS, a partir de información de registros geofísicos se obtiene como:

Procedimiento:

Si no se cuenta con la información del registro sísmico que proporcione los datos de los tiempos de tránsito compresional y de cizallamiento, Δt_c y Δt_s , entonces se calculan de la siguiente forma.

1. Calcular Δt_c para el intervalo.

$$\Delta t_c = [\Delta t_{ma}(1 - \phi)] + [\Delta t_f(\phi)]$$

2.45

Donde:

Δt_{ma} : Tiempo de tránsito a través de la matriz de la roca.

ϕ : Porosidad.

Δt_f : Tiempo de tránsito a través del fluido en el poro (Agua= $\Delta t_f = 207, \mu\text{seg}/\text{ft}$).



2. Calcular Δt_S para el intervalo.

$$\Delta t_S = \Delta t_C \left(\frac{\Delta t_S}{\Delta t_C} \right)^\alpha \quad 2.46$$

Donde:

α : Factor de corrección por tamaño de grano ($\alpha = 1$).

Los valores de la relación tiempo de tránsito de cizallamiento y tiempo de tránsito compresivo, $\frac{\Delta t_S}{\Delta t_C}$, para diferentes tipos de rocas se obtienen de la (tabla 2.24).

3. Calcular la relación de Poisson (ν) con los valores de tiempo de tránsito.

$$\nu = \frac{\left[0.5 \left(\frac{\Delta t_S}{\Delta t_C} \right)^2 \right] - 1}{\left(\frac{\Delta t_S}{\Delta t_C} \right)^2 - 1} \quad 2.47$$

4. Obtener de registro la densidad de la roca ρ_R para cada intervalo.

5. Calcular el módulo de cizallamiento (G).

$$G = 1.34 \times 10^{10} * \frac{\rho_R}{\Delta t_S^2} \quad 2.48$$

6. Calcular el módulo de Young (E).

$$E = 2G(1 + \nu) \quad 2.49$$

7. Calcular el módulo volumétrico (K) y el módulo de compresibilidad (C_b).

$$K = 1.34 \times 10^{10} \rho_R \left(\frac{1}{\Delta t_C^2} - \frac{1}{3\Delta t_S^2} \right) \quad 2.50$$

$$C_b = \frac{1}{K} \quad 2.51$$

8. Determinar el volumen de arcillas en fracción del registro de rayos gama (V_S).

9. Calcular el esfuerzo compresivo sin confinamiento (UCS).

$$UCS = \frac{9 \times 10^{-8} E}{C_b} [0.008 V_S + 0.0045(1 - V_S)] \quad 2.52$$

10. Seleccionar la barrena de acuerdo con los valores de UCS, (tabla 2.25).



Capítulo 2. Diseño de pozos en aguas profundas y ultraprofundas.



Tabla 2.24 Relación de tiempo de tránsito de cizallamiento/compresivo y tiempo de tránsito a través de matrices para diferentes tipos de roca.

Litología de la Formación	$\Delta t_s/\Delta t_c$	Velocidad en la matriz rocosa (ft/seg)
Arcilita	1.90	19,000
Arcilla	3.20	6,000
Anhidrita	2.45	20,000
Arenisca (limpia)	1.60	19,500
Arenisca (limosa)	1.70	19,500
Arenisca (arcillosa)	1.85	19,500
Basalto	1.55	20,150
Caliza (limpia)	1.90	21,100
Caliza (limosa)	2.10	21,100
Caliza (arcillosa)	2.30	21,100
Carbonato ferroso	2.45	8,500
Cuarcita	1.50	21,500
Cuarto	1.55	20,000
Diabasa	1.70	22,700
Diorita	1.75	22,000
Dolomía	1.80	25,000
Epidosita	1.70	23,000
Gabro	1.60	23,500
Gneis	1.80	25,000
Granito	1.70	21,350
Hornsteno	1.85	25,000
Limonita	1.80	23,000
Lodolita	1.85	19,000
Lutita	1.70 a 1.75	19,500
Mármol	1.80	24,000
Pedernal	1.60	22,300
Pirita	1.70	28,000
Sal	2.15	15,000
Yeso	2.45	19,050

Nota. Recuperado de (PEMEX, Guía para la selección de barrenas, 2006).



Tabla 2.25 Clasificación de la IADC con el valor de UCS.

Tipo de litología	Resistencia a la compresión (psi)	Código IADC/API
Formaciones muy débiles- Alta plasticidad con baja resistencia (margas y arcillas).	<1,500	111-117/415-427
Formaciones débiles- Baja resistencia (margas, evaporitas y lutitas).	1,500 -3,000	121-127/435-427
Formaciones débiles a medianamente débiles- Baja resistencia, interlaminadas con secuencias de alta resistencia (lutitas, pizarras, lignitos).	3,500 - 7,500	131-137/537-547
Formaciones medianamente duras- Alta densidad, alta resistencia, pero sin lentes abrasivos (lutitas, areniscas y carbonatos).	7,500 - 15,000	211-221/617-637
Formaciones duras- Alta resistencia, con lentes abrasivos (areniscas, limolitas y dolomitas).	15,000 - 30,000	316-347/732-737
Formaciones extremadamente duras- Resistencia muy alta, muy abrasivas (rocas ígneas y metamórficas).	>30,000	832 - 837

Nota. Recuperado de (PEMEX, Guía para la selección de barrenas, 2006).



Selección de la barrena de cortadores fijos óptima.

Eligiendo una barrena de cortadores fijos, el diseño parte de calcular la velocidad de transmisión de la onda compresiva en la roca de confinamiento, CCV. Determinando el número y diámetro de cortadores y aletas.

Procedimiento:

1. Con la información del registro de barrenas y los tiempos de tránsito compresional y de cizallamiento para cada intervalo, calcular la velocidad de cizallamiento (Δv_S).

$$\Delta v_S = \frac{1}{\Delta t_S} \quad \mathbf{2.53}$$

2. Calcular la CCV utilizando una de las siguientes ecuaciones:

Si la cima del intervalo a perforar está a una profundidad vertical real mayor a 610 m (2,000 ft) $H_{CIMA} > 610$ m, entonces:

$$CCV = \frac{\Delta v_S * H_{CIMA}}{1524} \quad \mathbf{2.54}$$

Si la cima del intervalo a perforar está a una profundidad vertical real menor a 610 m (2,000 ft) $H_{CIMA} < 610$ m, entonces:

$$CCV = \left(1 + \frac{H_{CIMA}}{1524}\right) \Delta v_S \quad \mathbf{2.55}$$

3. Calcular el número de cortadores (C_n).

$$C_n = [51.967 \ln(CCv) - 442.8] \quad \mathbf{2.56}$$

4. Calcular el diámetro de cortadores a partir de la CCV y el tamaño de grano de la formación (α), considerando $\alpha = 1$.

$$C_S = 21.617 - 0.0002 * CCV * \alpha \quad \mathbf{2.57}$$

5. Calcular el número de aletas (B_n), en función del número de cortadores.

$$B_n = -0.0006 C_n^2 + 0.1576 C_n - 1.0245 \quad \mathbf{2.58}$$

Con esta metodología es posible indicar al proveedor las características mínimas de barrena de cortador requeridas. Sin embargo, se recomienda el uso de software para la optimización del programa de barrenas.

Otras metodologías para la selección de barrenas.

Cuando los registros de barrenas para una formación no están disponibles se usan varias reglas generales para la selección inicial de barrenas.

Regla #1. Si se conoce la dureza de la formación usar los gráficos IADC, (**tabla 2.26**).

Regla #2. La consideración del costo de la barrena utilizada desempeña un papel vital para seleccionar el tipo de barrena inicial y las características.

Regla #3. Selección de barrenas tricónicas, para las etapas iniciales del pozo.



Regla #4. Selección de barrenas de diamante en formaciones no frágiles y la parte inferior del pozo debido a una vida útil más larga.

Regla #5. Selección de barrenas de arrastre PDC, que funcionan mejor en secciones uniformes de formaciones de carbonato.

Regla #6. Las barrenas de arrastre PDC no se utilizan en formaciones de goma (esquisto pegajoso).

Tabla 2.26 Clasificación IADC para barrenas.

1er Caracter		2o Caracter		3er Caracter		4o Caracter			
CUERPO		FORMACIÓN		TAMAÑO		PERFIL			
"M" MATRIZ	"S" ACERO	1	Muy blanda	2	PDC, 19 milímetros	1. Perfil Plano	2. Perfil Parabólico Corto	3. Perfil Parabólico Medio	4. Perfil Parabólico Largo
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		2	Blanda	2	PDC, 19 milímetros				
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		3	Blanda a media	2	PDC, 19 milímetros				
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		4	Media	2	PDC, 19 milímetros				
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		5	Medianamente dura	1	Diamante natural				
				2	TSP				
				3	Combinación				
		6	Dura	1	Diamante natural				
				2	TSP				
				3	Combinación				
		7	Extremadamente dura	1	Diamante Natural				
				4	Impregnada de diamante				

Nota. Modificado de (Burgoyne, 1986).

Ejercicio de aplicación.

Para el caso del ejercicio de pozo marino, será necesario determinar el diámetro óptimo de las barrenas para cada etapa conociendo los diámetros de las tuberías de revestimiento, para esto se cuenta con un diagrama que ilustra el procedimiento, **fig. 2.53**.

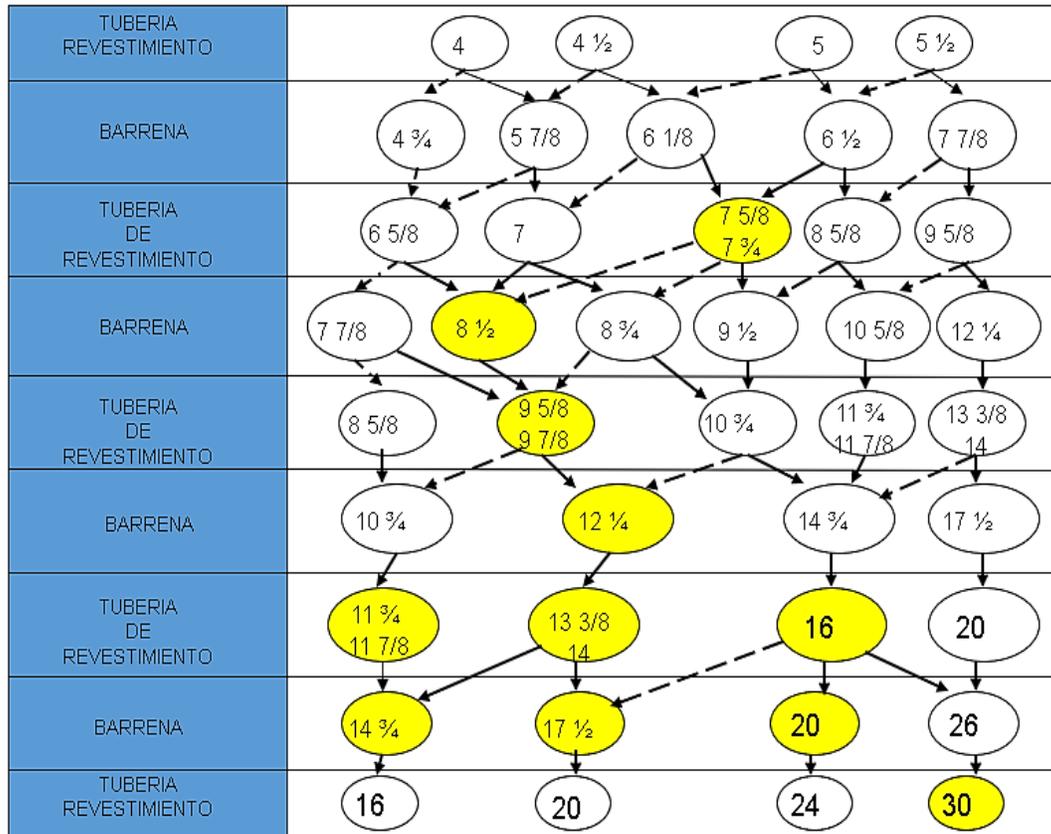


Figura. 2.53 Diagrama para la selección del diámetro de la barrena. Modificado de (José, 2017).

Por lo que en la siguiente página se tiene el resumen para el diseño de la perforación, (tabla 2.27).



Tabla 2.27 Selección de barrenas y diámetros para la construcción del pozo de aplicación.

Etapa	Tipo TR	Función	Diámetro (in)
1	Conductora	Jetteo	Bna tricónica 28"
2	Superficial	Riserless	Bna tricónica 28"
3	Intermedia	DO + FIT + rebajar anillo de cemento	Bna PDC 18 1/8" x 19 1/2" Ampliador 19 1/2"
		Perforar etapa	Bna PDC 17 1/2" x 22" Ampliador 22"
		Ampliación de buchaca	Bna PDC 17 1/2" x 22" Ampliador 22"
4	Intermedia	DO + FIT + rebajar cemento	Bna Tricónica 16 1/2"
		Perforar etapa	Bna PDC 12 1/4" x 16 1/2" x 20" Ampliador 16 1/2" Ampliador 20"
		Ampliación de buchaca	Bna PDC 12 1/4" x 16 1/2" x 20" Ampliador 16 1/2" Ampliador 20"
5	Intermedia	LOT + Perforar etapa intermedia	Bna PDC 14 1/2" x 17 1/2" Ampliador 17 1/2"
		Ampliación de buchaca	Bna PDC 14 1/2" x 17 1/2"
6	Intermedia	LOT + Perforar etapa evaluación	Bna PDC 12 1/4"
7	Explotación	LOT + Perforar etapa evaluación	Bna PDC 8 1/2"

Nota. Obtenido de (José, 2017).

Y con la información de barrenas complementamos el estado mecánico del pozo que se muestra en la siguiente página, **fig. 2.54**.

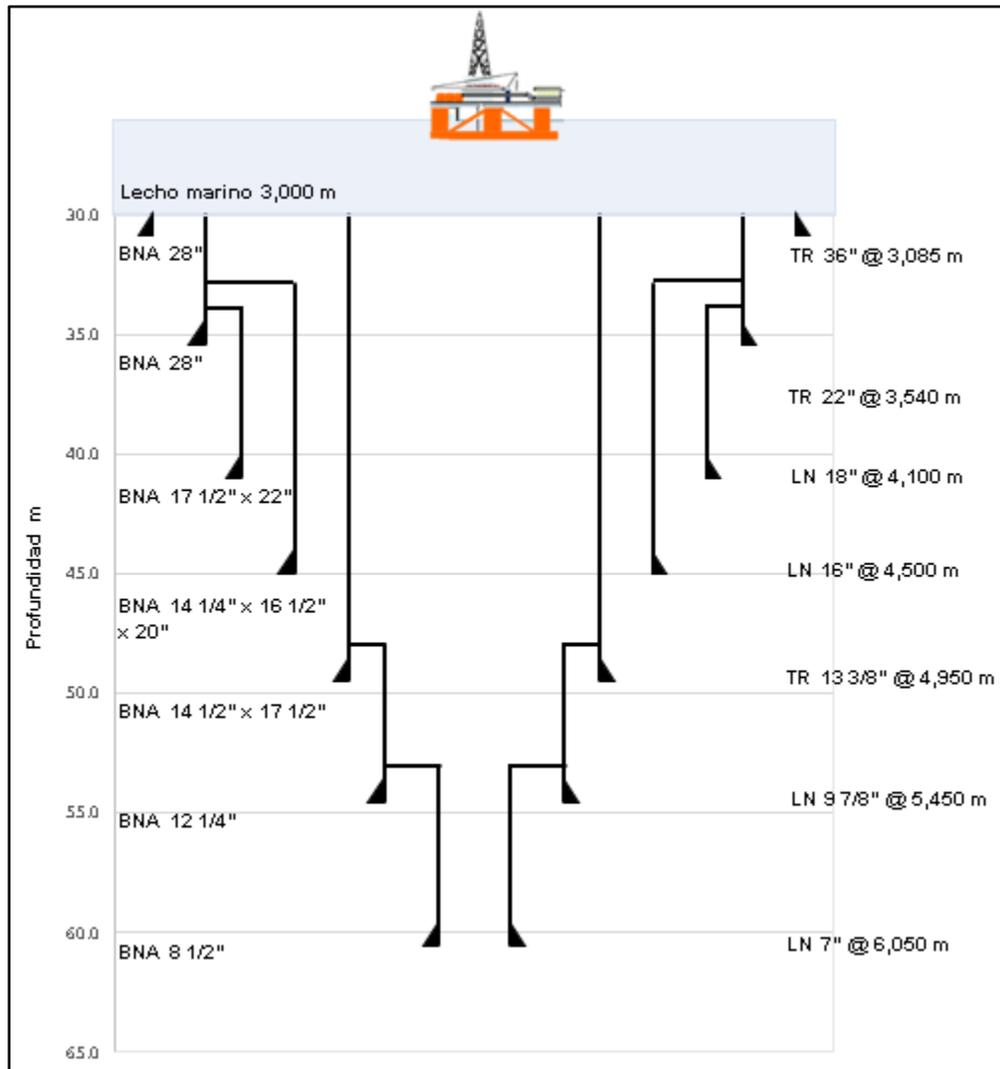


Figura. 2.54 Estado mecánico para el ejercicio de aplicación (con barrenas). Generado por Excel 2016. (José y Ovando, 2019).

2.10 Diseño de tuberías de revestimiento.

Las tuberías de revestimiento son las que cubren el agujero que se va perforando, para proteger las zonas perforadas y aislar zonas problemáticas durante el proceso de perforación. Es decir, una tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar.

2.11.1 Propiedades de las tuberías.

Es necesario conocer las características de las tuberías de revestimiento, dado que de estas dependerá el diseño del pozo.

Dentro de las características se encuentran:

- Diámetro.

OD (Outside diameter). Diámetro externo o exterior de la tubería de revestimiento.

ID (Inside diameter). Diámetro interno de la tubería de revestimiento.

Calibrador (Drift). Máximo diámetro interno utilizado por el diseñador de pozos para determinar que tamaños de herramientas pueden bajarse posteriormente a través de la tubería de revestimiento.

- Peso nominal o libraje (lb/ft).

Es el peso por unidad de longitud de la tubería, y está determinado por el espesor de la pared.

- Grado.

Representa la calidad del acero y por lo tanto su resistencia. Depende de la composición química del acero y el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación.

La resistencia del acero se refiere a el valor de su punto de cedencia, que es el esfuerzo de tensión que se requiere para producir una elongación total de 0.5% de la longitud medida de una tubería, **fig. 2.55**.

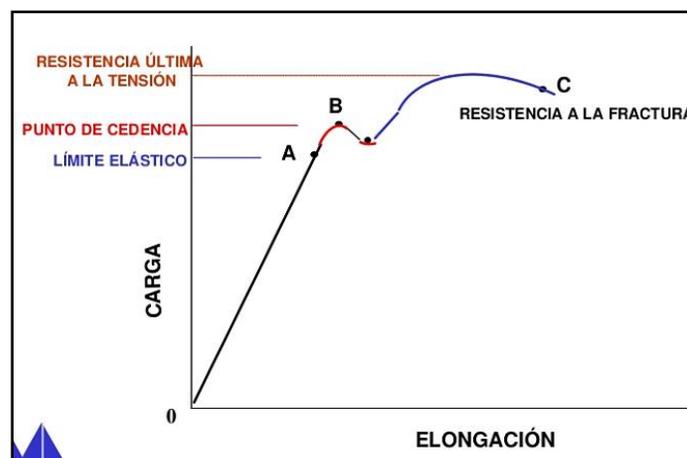


Figura. 2.55 Resistencia del acero. (Ingeniería civil, 2010).



La API 5CT define los siguientes grados de acero, con respecto a la cedencia del material, (tabla 2.28).

Tabla 2.28 Relación de cedencia de algunos grados de tubería API.

Grado	Cedencia mínima (psi)	Última resistencia (psi)	Grado	Cedencia mínima (psi)	Última resistencia (psi)
H-40	40,000	60,000	C-95	95,000	105,000
J-55	55,000	60,000	Q-125	125,000	145,000
K-55	55,000	65,000	E-75	75,000	95,000
N-80	80,000	95,000	X-95	95,000	115,000
L-80	80,000	90,000	S-135	135,000	155,000
P-110	110,000	125,000	C-95	95,000	105,000
C-75	75,000	95,000	P-105	105,000	120,000
T-95	95,000	105,000	G-105	105,000	120,000

Nota. Recuperado de (PEMEX, Un siglo de la perforación en México, S/N).

- Resistencia de las tuberías.

Las tuberías de revestimiento deberán resistir los esfuerzos impuestos a las que son sometidas como lo son estallido, colapso, tensión y compresión.

Estallido.

El estallido se define como el diferencial teórico de presión interna con el que fallará un tramo de tubería de revestimiento. Es decir, el valor de la presión interna (causada por la presión hidrostática del lodo dentro de la tubería o por alguna en superficie) necesario para vencer la presión exterior (ejercida por fluidos de respaldo), provocando que la tubería falle mediante un rompimiento o fugas en los coples.

Para el cálculo de presión interna se utiliza la ecuación de Barlow en función del espesor de pared:

$$1. P_i = 0.875 \left(\frac{2 \cdot Y_s}{\frac{D}{t}} \right) \quad 2.59$$

Donde:

P_i : presión interna o resistencia mínima al estallido, psi.

0.875 : parámetro para un espesor de pared mínimo.

Y_s : esfuerzo de cedencia, lb/in².

D : diámetro externo de la tubería (OD), in.

t : espesor de pared de la tubería, $t = \frac{OD-ID}{2}$, in.

D/t : relación de esbeltez de la tubería.

Colapso.

El colapso es la presión a la cual la tubería se deformaría de manera catastrófica como resultado de cargas originadas por fluidos (lodo o cemento) en el exterior de esta. Es decir, se trata de una fuerza mecánica capaz de deformar una tubería por efecto de las presiones externas.

La API 5C3 presenta cuatro ecuaciones para determinar el valor mínimo de resistencia al colapso de la tubería, **fig. 2.56**.

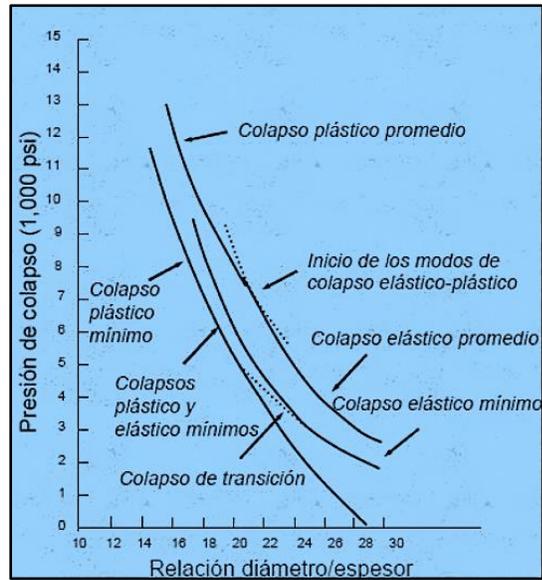


Figura. 2.56 Tipos de colapso, (PEMEX, Un siglo de la perforación en México, S/N).

2. Colapso de cedencia.

$$P_{C_c} = 2 * Y_s \left(\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right)$$

2.60

Donde:

P_{C_c} : presión de colapso de cedencia, psi.

Y_s : esfuerzo de cedencia, lb/in².

D : diámetro externo de la tubería (OD), in.

t : espesor de pared de la tubería, $t = \frac{OD-ID}{2}$, in.

D/t : relación de esveltes de la tubería.



3. Colapso plástico.

$$P_{C_p} = Y_s \left(\frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right) - B} \right) - C \quad 2.61$$

Donde:

P_{C_p} : presión de colapso plástico, psi.

Y_s : esfuerzo de cedencia, lb/in².

D : diámetro externo de la tubería (OD), in.

t : espesor de pared de la tubería; $t = \frac{OD-ID}{2}$, in.

D/t : relación de esveltes de la tubería.

A, B y C : coeficientes empíricos.

Las ecuaciones adimensionales para los coeficientes A, B y C son:

$$A = 2.8762 + 0.10679x10^{-5}(Y_s) + 0.2130x10^{-10}(Y_s)^2 - 0.53132x10^{-16}(Y_s)^3 \quad 2.62$$

$$B = 0.026233 + 0.50609x10^{-6}(Y_s) \quad 2.63$$

$$C = -465.3 + 0.030867(Y_s) - 0.10483x10^{-7}(Y_s)^2 + 0.36989x10^{-13}(Y_s)^3 \quad 2.64$$

4. Colapso de transición.

$$P_{C_t} = Y_s \left(\frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right) - G} \right) \quad 2.65$$

Donde:

P_{C_t} : presión de colapso de transición, psi.

Y_s : esfuerzo de cedencia, lb/in².

D : diámetro externo de la tubería (OD), in.

t : espesor de pared de la tubería; $t = \frac{OD-ID}{2}$, in.

D/t : relación de esbeltez de la tubería.

F y G : coeficientes empíricos.

Las ecuaciones adimensionales para los coeficientes F y G son:

$$F = \frac{46.95x10^6 \left[\frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right]^3}{Y_s \left[\frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} - \left(\frac{B}{A}\right) \right] \left[1 - \frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right]^2} \quad 2.66$$

$$G = \frac{FB}{A} \quad 2.67$$



5. Colapso elástico.

$$P_{C_e} = \frac{2E}{1-\nu^2} \left\{ \frac{1}{\left(\frac{D}{t}\right) * \left[\left(\frac{D}{t}\right) - 1\right]^2} \right\} \quad 2.68$$

Donde:

P_{C_e} : presión de colapso elástico, psi.
 D : diámetro externo de la tubería (OD), in.

t : espesor de pared de la tubería; $t = \frac{OD-ID}{2}$, in.

E : módulo de Young para el acero (30×10^6 psi).

ν : relación de Poisson.

D/t : relación de esbeltez de la tubería.

Tensión.

La tensión se define como el esfuerzo axial que se requiere para superar la resistencia de la tubería y causar una deformación permanente. Cada sección de tubería deber ser evaluada para carga de tensión o compresión, calculando las fuerzas de flotación que actúan y el peso.

Las fuerzas de flotación se definen como el producto de las presiones del pozo que actúan sobre el área de sección transversal horizontal.

La resistencia a la tensión de una tubería se puede determinar a partir de la cedencia y el área de sección transversal.

$$R_T = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) * Y_s \quad 2.69$$

Donde:

R_T : resistencia a la tensión, lbs.
 D : diámetro externo de la tubería (OD), in.
 d : diámetro interno de la tubería (ID), in.
 Y_s : esfuerzo de cedencia, lb/in².

- Conexiones de las tuberías.

Existen múltiples tipos de conexiones disponibles en el mercado, **fig. 2.57**. La selección de una conexión debe ser basada en las condiciones de operación, el desempeño requerido y el costo. Sin embargo, no existe un conector perfecto, dado que con el tiempo todas las conexiones tienen interferencia en la rosca y producen fugas.

Entre los tipos de conexiones API con los que se cuenta se encuentran:

- Rosca API de tubería de conducción. Forma en V, perfil de rosca truncada en tubo y acople.
- Rosca API para tubería de revestimiento y producción. Perfil de rosca redonda y puede ser corta o larga.
- Rosca “Buttress” para TR y de producción. Rosca ACME modificada con forma trapezoidal de 29°.
- Conexión integral (extreme line) para TR y de producción. Rosca ACME modificada con sello metal a metal.

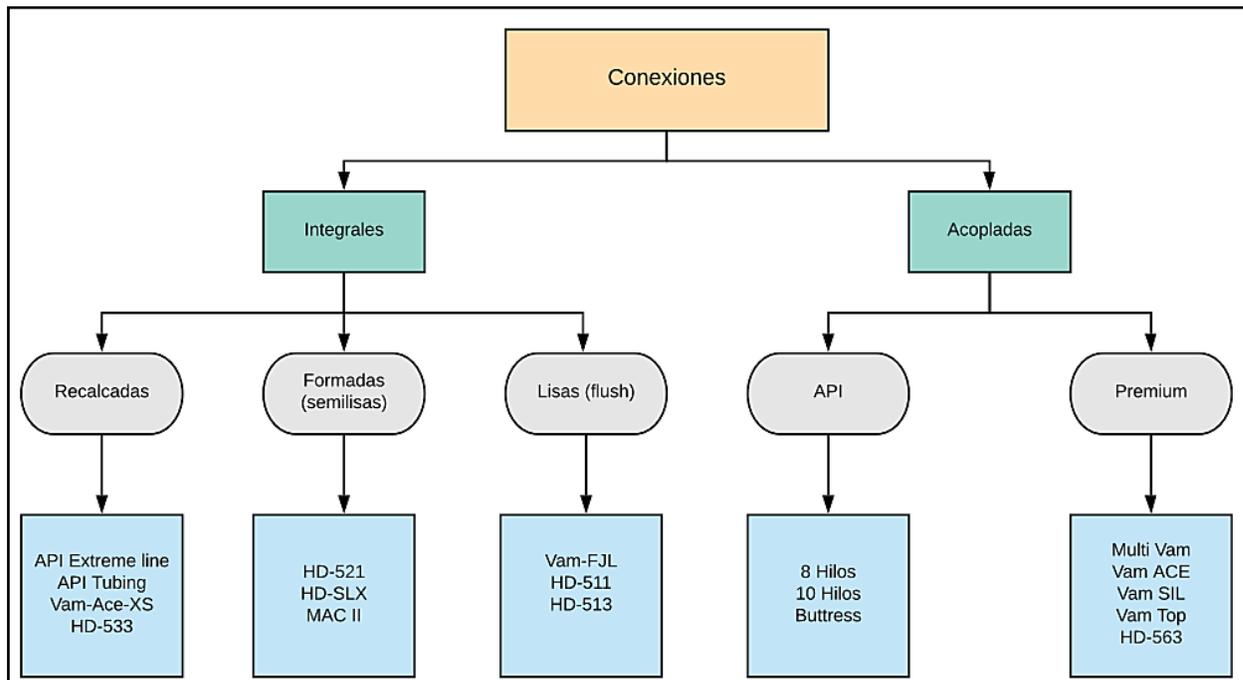


Figura. 2.57 Tipos de juntas disponibles.
Recuperado de (PEMEX, Un siglo de la perforación en México, S/N).

2.11.2 Tipos de tuberías de revestimiento.

Los tipos de tuberías de revestimiento con las que se cuentan se ubican según su uso y características en:

- TR conductora
- TR superficial
- TR intermedia
- TR de explotación



Tubería conductora.

Es la primera que se introduce mediante el jeteo. Su objetivo es aislar acuíferos superficiales, zonas inestables, permitir la instalación del cabezal temporal para instalar las conexiones superficiales de control y establecer un medio de circulación para el fluido de perforación evitando la formación de cavernas.

Tubería superficial.

Tiene como objetivos instalar las conexiones superficiales de control definitivas, aislar acuíferos superficiales zonas de pérdidas y zonas de gas someras. Esta tubería se cementa hasta la superficie.

Tubería intermedia.

Su objetivo es aislar las zonas de presión normal, anormal y depresionadas, permitiendo incrementar o disminuir la densidad del fluido de perforación para continuar con la etapa siguiente. Estas tuberías pueden ser introducidas en una sola etapa (corrida) o en dos etapas (liner y complemento) y la cementación igual puede ser en una o dos etapas.

Tubería de explotación.

Tiene como finalidad permitir una explotación selectiva del yacimiento. En el diseño de esta tubería se debe poner especial atención, ya que siempre estará en contacto con los fluidos producidos e inyectados soportando las presiones del yacimiento y las de tratamiento.

2.11.3 Procedimiento de diseño.

El objetivo de diseñar una tubería de revestimiento es la de seleccionar aquella que resista el contacto con fluidos corrosivos y los esfuerzos a los que estará sometida durante la introducción, terminación, reparaciones y vida productiva del pozo.

El diseño se realizará para los esfuerzos de estallido, colapso y tensión; donde cada uno tiene su respectivo factor de diseño según la API, (**tabla 2.29**).

Tabla 2.29 Factores de diseño para tuberías de revestimiento, en aguas profundas y ultraprofundas.

Esfuerzo	API	Aguas Profundas
Estallido	1.25	1.125
Colapso	1.125	1.125
Tensión	1.4 -1.8	1.6

Nota. Modificado de (José, 2017).

Solo se diseña para las tuberías superficial, intermedias y de explotación. Para el caso de la tubería conductora se determinará el diámetro más óptimo (de preferencia el mayor posible).



Estallido.

Para el estallido se plantea dos tipos de escenarios:

I. Considerar una presión de inyección.

1) Primero obtenemos la línea de estallido o presión interna.

$$\text{Fondo: } P_{fondo} \text{ (psi)} = P_{iny} = \frac{(G_{fractura+0.12})(Prof)}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.70}$$

$$\text{Superficie: } P_{sup} \text{ (psi)} = P_{fondo} - G_{gas} * Prof \quad \mathbf{2.71}$$

Donde:

$G_{fractura}$: gradiente de fractura, gr/cc.

$Prof$: profundidad, m.

G_{gas} : gradiente de gas, 0.37705 psi/m (0.115 psi/ft).

2) Continuamos con la línea de presión de respaldo.

$$\text{Superficie: } P_{rs} \text{ (psi)} = 0$$

$$\text{Fondo: } P_{rf} \text{ (psi)} = \frac{(Gr)(Prof)}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.72}$$

Donde:

G_r : gradiente de respaldo, 1.078 gr/cc (9 lb/gal).

$Prof$: profundidad, m.

3) Determinamos la línea de presión interna efectiva o resultante.

$$\text{Superficie: } P_{ies} \text{ (psi)} = P_{sup} - P_{rs} \quad \mathbf{2.73}$$

$$\text{Fondo: } P_{ief} \text{ (psi)} = P_{fondo} - P_{rf} \quad \mathbf{2.74}$$

4) Por último, se determina la línea de diseño.

$$\text{Superficie: } P_{ds} \text{ (psi)} = P_{ies} * \text{factor de diseño} \quad \mathbf{2.75}$$

$$\text{Fondo: } P_{df} \text{ (psi)} = P_{ief} * \text{factor de diseño} \quad \mathbf{2.76}$$

5) Generamos el gráfico representativo para estallido (con presión de inyección), **fig. 2.58.**

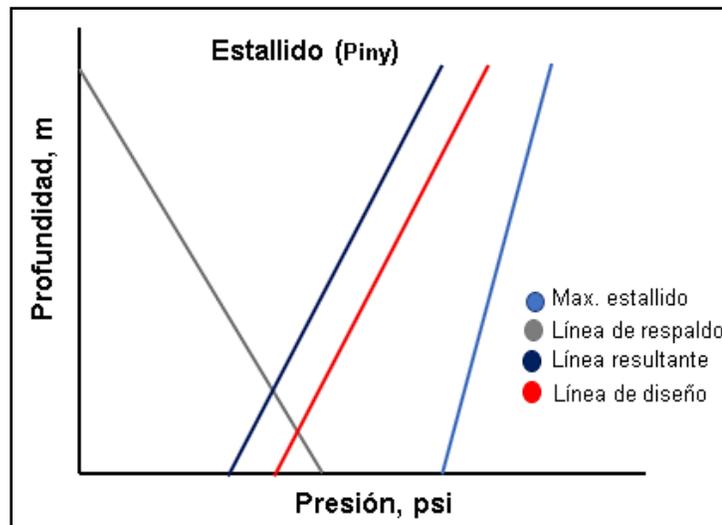


Figura. 2.58 Gráfico representativo para estallido con presión de inyección. Modificado de (Neal, 1994).

la. Para una TR intermedia con una presión de inyección.

Se considera que la máxima presión está a lo largo de toda la TR, cuando la presión en superficie y la presión de inyección se satisfacen mutuamente, a través de la siguiente expresión:

$$P_s + X(G_l) + Y(G_g) = P_{iny} \quad 2.77$$

Donde:

P_s : presión en superficie, psi.

X : longitud de la columna de fluido, m.

Y : longitud de la columna de gas, m.

G_l : gradiente de fluido más pesado que se utilizará debajo de la TR intermedia, psi/m.

G_g : gradiente de gas, psi/m.

P_{iny} : presión de inyección, psi.

$X + Y = Profundidad\ de\ TR.$

2.78

Generamos el gráfico representativo para estallido (para tuberías intermedias), **fig. 2.59.**

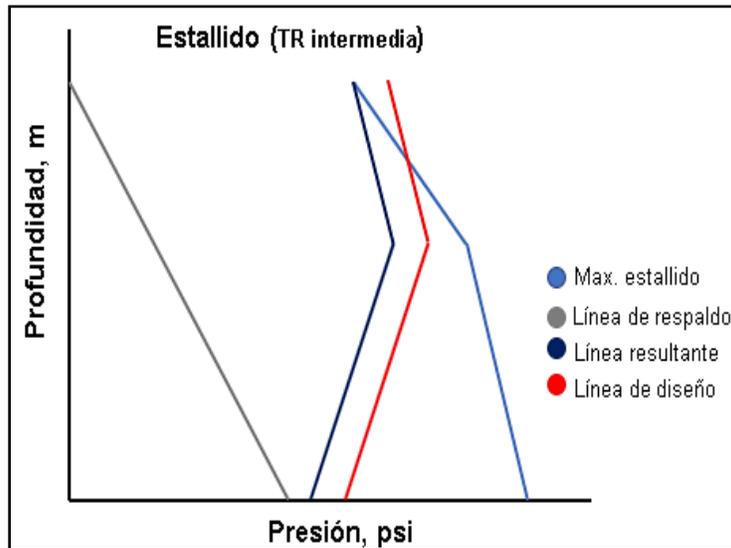


Figura. 2.59 Gráfico representativo para estallido en tuberías intermedias. Modificado de (Neal, 1994).

II. Considerar falla en la TP.

Para este caso se considera que la TP está llena de gas, mientras el pozo se encuentra produciendo y tuvo una ruptura. El anular se encuentra lleno de fluido.

1) Primero determinaremos la presión hidrostática que ejerce el fluido empacante.

$$P_1 \text{ (psi)} = \frac{(\text{Prof})(\rho_f)}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.79}$$

Donde:

ρ_f : densidad del fluido empacante, gr/cc.

2) Luego obtener la presión ejercida por el gradiente de presión de formación.

$$P_2 \text{ (psi)} = \frac{(\text{Prof})(G_f)}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.80}$$

Donde:

G_f : gradiente de presión de formación, gr/cc.

3) Determinar la línea de máxima presión de estallido.

Superficie = Fondo: $Max. P. estallido = P_1 + P_2 \quad \mathbf{2.81}$

4) Calcular la línea de presión de respaldo, con un gradiente de presión de formación normal.

Superficie: $P_{rs} \text{ (psi)} = 0$

$$\text{Fondo: } P_{rf} \text{ (psi)} = \frac{(\text{Prof})(G_{fN})}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.82}$$

Donde:

G_{fN} : gradiente de presión de formación normal, 1.03 gr/cc.

4) Obtener la línea de presión interna efectiva o resultante.

$$\text{Superficie = Fondo: } P_{ie} \text{ (psi)} = \text{Max. } P \text{ Estallido} - P_{rf} \quad \mathbf{2.83}$$

5) Por último, se determina la línea de diseño.

$$\text{Superficie = Fondo: } P_d \text{ (psi)} = P_{ie} * \text{factor diseño} \quad \mathbf{2.84}$$

6) Generamos el gráfico representativo para estallido (con falla en TP), **fig. 2.60**.

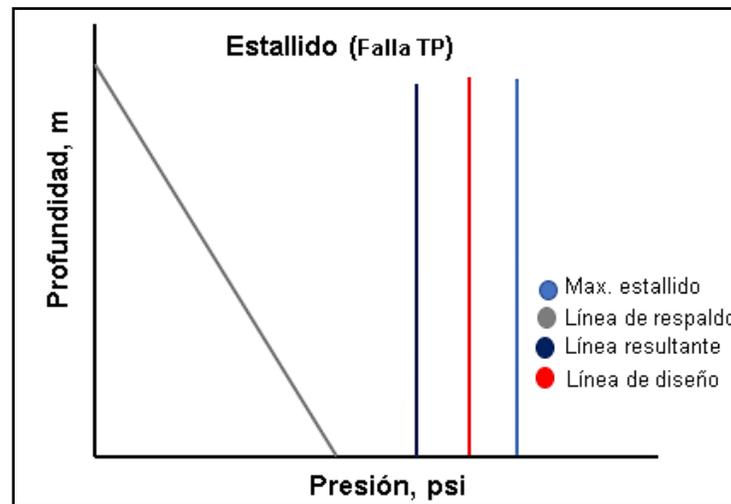


Figura. 2.60 Gráfico representativo para estallido con falla en TP. Modificado de (Neal, 1994).

De la misma forma que para estallido, se plantean dos escenarios:

I. Correr tubería de revestimiento (vacía).

1) Obtener la línea de máxima presión de colapso.

$$\text{Superficie = Fondo: } P_c \text{ (psi)} = \frac{(\text{Prof})(\rho_f)}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.85}$$

Donde:

ρ_f : densidad del fluido, gr/cc.

2) Determinar la línea de diseño.

$$\text{Superficie = Fondo: } P_d \text{ (psi)} = P_c * \text{factor diseño} \quad \mathbf{2.86}$$

3) Generamos el gráfico representativo para colapso (corriendo TR vacía), **fig. 2.61**.

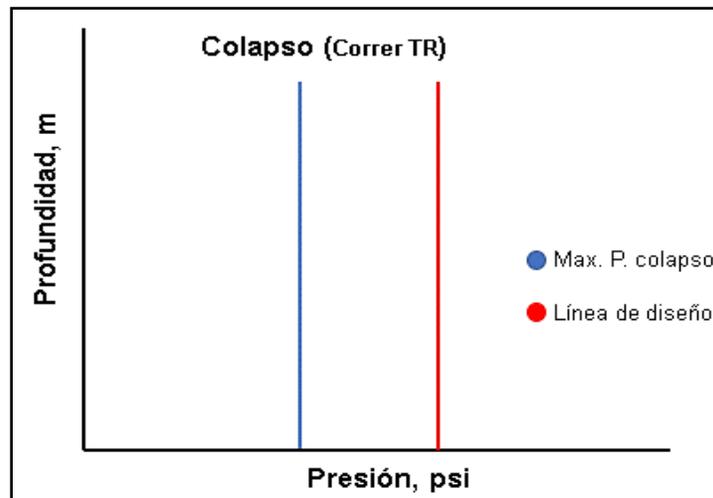


Figura. 2.61 Gráfico representativo para colapso corriendo TR vacía. Modificado de (Neal, 1994).

1a. Considerando solo fluido de perforación para tubería intermedia.

Para este caso se deberá determinar la presión ejercida por el fluido.

1) Calcular la línea de presión hidrostática ejercida por el fluido.

Superficie: $P_{cs} (psi) = 0$

$$\text{Fondo: } P_{h Prof TR} (psi) = \frac{(Prof TR)(\rho_f)}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.87}$$

2) Obtenemos la longitud del fluido de respaldo.

$$1.4223 * Gr * Prof sig. etapa = 1.4223 * G_l * L \quad \mathbf{2.88}$$

Donde:

Gr : gradiente de respaldo, 1.07 gr/cc.

$Prof sig. etapa$: profundidad de asentamiento para la siguiente etapa, m.

G_l : densidad de fluido más pesado, gr/cc.

L : longitud del fluido de respaldo, m.

La profundidad del fluido de respaldo (con 1/3 de vacío) se obtiene:

$$Pr = Prof. sig. etapa - L \quad \mathbf{2.89}$$

Donde:

Pr : profundidad del fluido de respaldo, m.

3) Determinamos la línea de presión de respaldo.

A 1/3 de vacío: $P_r (psi) = 0$

$$\text{Fondo: } P_{r f} (psi) = \frac{(Prof TR)(G_l)}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.90}$$

4) Determinamos la línea de presión resultante.

Superficie: $P_{res} (psi) = 0$

A 1/3 de vacío: $P_{res\ 1/3} (psi) = \frac{(Pr)(G_i)}{10} * 14.223$ **2.91**

Fondo: $P_{res\ f} (psi) = P_{h\ Prof\ TR} - P_{r\ f}$ **2.92**

5) Obtener la línea de diseño.

Superficie: $P_{ds} (psi) = 0$

A 1/3 de vacío: $P_{d\ 1/3} (psi) = P_{res\ 1/3} * factor\ diseño$ **2.93**

Fondo: $P_{d\ f} (psi) = P_{res\ f} * factor\ diseño$ **2.94**

6) Generamos el gráfico representativo de colapso (con puro fluido) para tuberías intermedias, **fig. 2.62**.

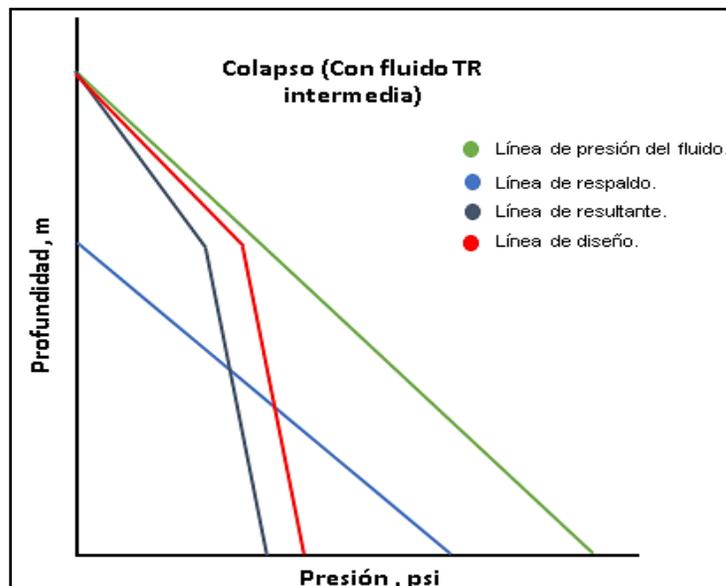


Figura 2.62 Gráfico representativo para colapso con fluido para tuberías intermedias. Modificado de (Neal, 1994).

II. Cementar tubería de revestimiento.

Para este caso suponemos que existe fluido de perforación encima del tope del cemento (TOC).

1) Calcular la línea de presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación.

Superficie: $P_{cs} (psi) = 0$

Prof. del TOC: $P_{Prof\ TOC} (psi) = \frac{(Prof\ TOC)(\rho_f)}{10} * 14.223$ **2.95**

Donde:

$Prof_{TOC}$: profundidad del tope del cemento, m.

ρ_f : densidad del fluido, gr/cc.

2) Determinar la línea de presión ejercida por el cemento hasta el fondo.

Prof. del TOC: $P_{ProfTOC} (psi) = \frac{(Prof\ TOC)(\rho_f)}{10} * 14.223$ **2.96**

Fondo: $P_{cf} (psi) = \frac{(Prof\ TOC)(\rho_f)}{10} * 14.223 + \frac{(Prof)(\rho_c)}{10} * 14.223$ **2.97**

Donde:

ρ_c : densidad del cemento, gr/cc.

3) Obtener la línea de diseño.

Prof. del TOC: $P_{dTOC} (psi) = P_{ProfTOC} * factor\ diseño$ **2.98**

Fondo: $P_{df} (psi) = P_{cf} * factor\ diseño$ **2.99**

4) Generamos el gráfico representativo para colapso (cementando TR), **fig. 2.63**.

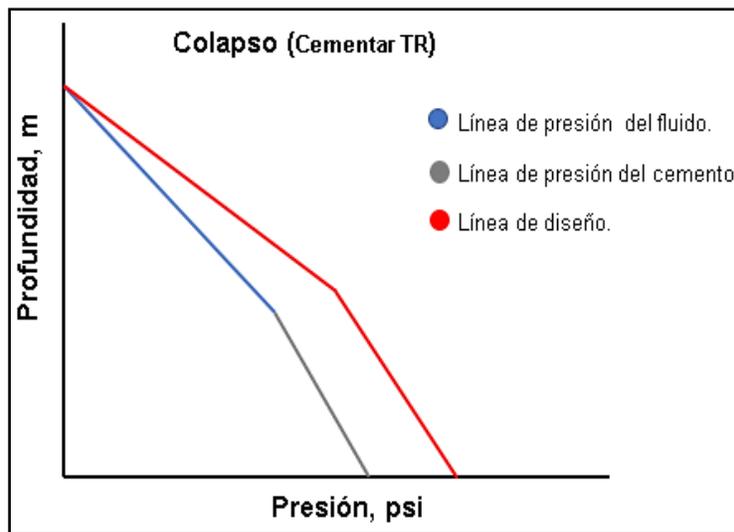


Figura. 2.63 Gráfico representativo para colapso cementando TR. Modificado de (Neal, 1994).

Ila. Cementar tubería de revestimiento intermedia.

Para este caso suponemos que existe fluido de perforación encima del tope del cemento (TOC).

1) Calcular la línea de presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación.

Superficie: $P_{cs} (psi) = 0$

Prof. del TOC: $P_{hTOC} (psi) = \frac{(Prof\ TOC)(\rho_f)}{10} * 14.223$ **2.100**

Donde:

$Prof_{TOC}$: profundidad del tope del cemento, m.

ρ_f : densidad del fluido, gr/cc.



2) Determinar la línea de presión ejercida por el cemento hasta el fondo.

$$\text{Prof. del TOC: } P_{Prof\ TOC} \text{ (psi)} = \frac{(Prof\ TOC)(\rho_f)}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.101}$$

$$\text{Fondo: } P_{cf} \text{ (psi)} = \frac{(Prof\ TOC)(\rho_f)}{10} * 14.223 + \frac{(Prof\ TR - Prof\ TOC)(\rho_c)}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.102}$$

Donde:

ρ_c : densidad del cemento, gr/cc.

$Prof\ TR$: profundidad de asentamiento de la tubería, m.

3) Obtenemos la longitud del fluido de respaldo.

$$1.4223 * Gr * Prof\ TR = 1.4223 * G_l * L \quad \mathbf{2.103}$$

Donde:

Gr : gradiente de respaldo, 1.07 gr/cc.

$Prof\ TR$: profundidad de asentamiento de la tubería intermedia, m.

G_l : densidad de fluido más pesado, gr/cc.

L : longitud del fluido de respaldo, m.

La profundidad del fluido de respaldo (con 1/3 de vacío) se obtiene:

$$Pr = Prof. TR - L \quad \mathbf{2.104}$$

Donde:

Pr : profundidad del fluido de respaldo, m.

4) Determinamos la línea de presión de respaldo.

A 1/3 de vacío: $P_r \text{ (psi)} = 0$

$$\text{Prof. del TOC: } P_{r\ TOC} \text{ (psi)} = \frac{(Prof\ TOC)(\rho_f)}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.105}$$

$$\text{Fondo: } P_{r\ f} \text{ (psi)} = P_{r\ TOC} + \frac{(Prof\ TR)(\rho_f)}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.106}$$

5) Determinamos la línea de presión resultante.

Superficie: $P_{res} \text{ (psi)} = 0$

$$\text{A 1/3 de vacío: } P_{res\ 1/3} \text{ (psi)} = \frac{(Pr)(\rho_f)}{10} * 14.223 \quad \mathbf{2.107}$$

$$\text{Prof. del TOC: } P_{res\ TOC} \text{ (psi)} = P_{h\ TOC} - P_{r\ TOC} \quad \mathbf{2.108}$$

$$\text{Fondo: } P_{res\ f} = P_{cf} - P_{r\ f} \quad \mathbf{2.109}$$

6) Obtener la línea de diseño.

Superficie: $P_{ds} \text{ (psi)} = 0$

$$\text{A 1/3 de vacío: } P_{d1/3} \text{ (psi)} = P_{res\ 1/3} * \text{factor diseño} \quad \mathbf{2.110}$$

$$\text{Prof. del TOC: } P_{d\ TOC} \text{ (psi)} = P_{res\ TOC} * \text{factor diseño} \quad \mathbf{2.111}$$

Fondo: $P_{df} = P_{resf} * \text{factor diseño}$

2.112

- 7) Generamos el gráfico representativo de colapso (cementando tubería) para tuberías intermedias, **fig. 2.64**.

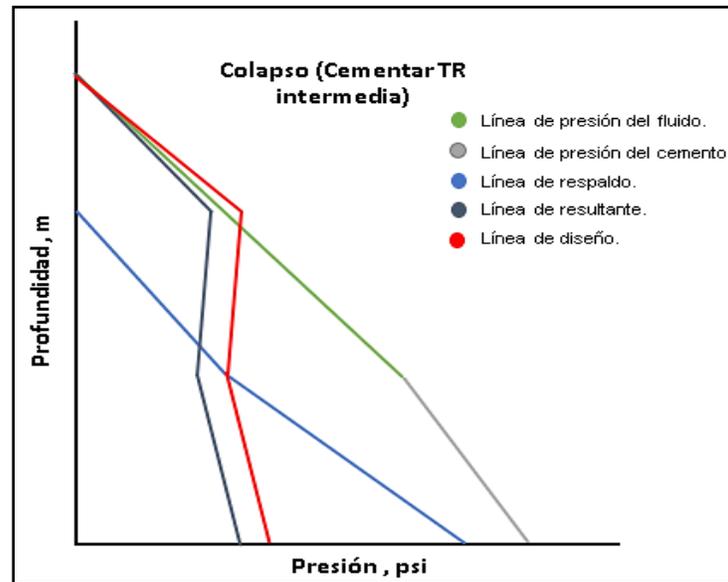


Figura. 2.64 Gráfico representativo para colapso cementando TR, para tuberías intermedias. Modificado de (Neal, 1994).

Tensión.

Solo se considera un escenario, el cual plantea que la tubería está vacía y entonces se somete a su peso en el aire. El procedimiento se realiza para una o más secciones de tubería.

- 1) Calcular el peso total de la tubería.

$$W_{tot} (lb) = 3.278 * W_N * Prof.$$

2.113

Donde:

W_N : peso nominal de la tubería, lb/ft.
 $Prof$: profundidad, m.

- 2) Determinar la presión hidrostática.

$$P_h (psi) = \frac{(Prof)(\rho_f)}{10} * 14.223$$

2.114

Donde:

ρ_f : densidad del fluido, gr/cc.
 $Prof$: profundidad, m.

3) Calcular la fuerza de flotación(negativa).
 Fondo: $BF (lb) = -P_h * A_{Trans} = -P_h * \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2)$ 2.115

Donde:

A_{Trans} : área de sección transversal, in².

4) Obtener el factor de flotación.
 $F_f(adimensional) = \frac{7.85 - (\rho_f)}{7.85}$ 2.116

Donde:

ρ_f : densidad del fluido, gr/cc.

5) Calcular la altura del punto neutro.
 $Altura\ del\ P_n (m) = 0.305 * \frac{BF * F_f}{W_N}$ 2.117

Donde:

BF : fuerza de flotación, lb.

W_N : peso nominal de la tubería, lb/ft.

6) Determinar la profundidad del punto neutro.
 $Prof\ del\ P_n (m) = Prof\ total - Altura\ del\ P_n$ 2.118

7) Obtener la línea de tensión máxima.
 Superficie: $T_{MAX} (lb) = W_{tot} + BF$ 2.119

8) Obtener la línea de diseño.
 Superficie: $T_d (lb) = T_{MAX} * factor\ diseño$ 2.120

9) Generamos el gráfico representativo para tensión (con TR vacía), **fig. 2.65**.

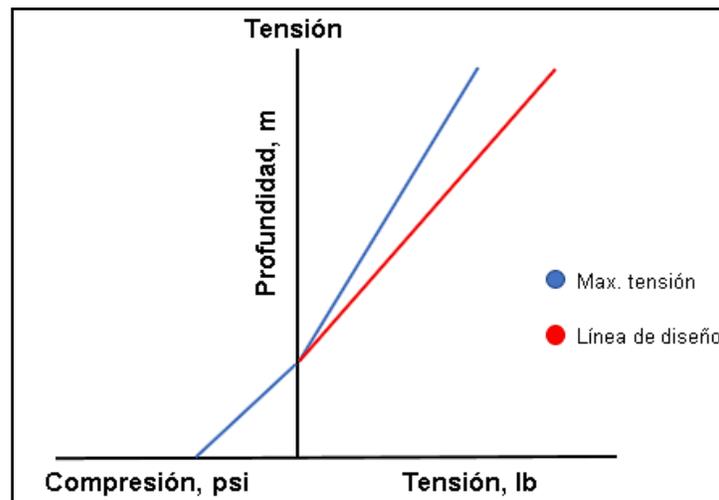


Figura. 2.65 Gráfico representativo para tensión con TR vacía. Modificado de (Neal, 1994).



Ejemplo de aplicación.

Continuando con el ejercicio del pozo de aguas ultraprofundas se diseñarán las siguientes etapas: superficial de 22 in, la intermedia de 13 3/8" y por último la de explotación de 7" bajo las condiciones que proporcionaron las geopresiones y los fluidos de perforación.

Diseño etapa superficial TR 22 in.

Datos	
<i>Profundidad asentamiento = 3,540 m</i>	
<i>Diámetro = 22 in</i>	
<i>Gradiente fractura = 1.17 gr/cc</i>	
<i>Logitud TR = 540 m</i>	
<i>Cemento</i>	
<i>3,000 – 3,300 m</i>	<i>$\rho_c = 1.65 \text{ gr/cc}$</i>
<i>3,300 – 3,540 m</i>	<i>$\rho_c = 1.90 \text{ gr/cc}$</i>

Solución.

Estallido.

Por los datos que se tienen se diseñara considerando una presión de inyección.

- 1) Primero obtenemos la línea de estallido o presión interna.

$$\text{Fondo: } P_{fondo} \text{ (psi)} = P_{iny} = \frac{(G_{fractura} + 0.12)(Prof)}{10} * 14.223$$

$$P_{iny} = \frac{(1.17 + 0.12)(540)}{10} * 14.223 = 990.77 \text{ psi}$$

$$\text{Superficie: } P_{sup} \text{ (psi)} = P_{fondo} - G_{gas} * Prof$$

$$P_{sup} = 990.774 - (0.377 * 540) = 787.20 \text{ psi}$$

- 2) Continuamos con la línea de presión de respaldo.

$$\text{Superficie: } P_{rs} \text{ (psi)} = 0$$

$$\text{Fondo: } P_{rf} \text{ (psi)} = \frac{(Gr)(Prof)}{10} * 14.223$$

$$P_{rf} = \frac{(1.078)(540)}{10} * 14.223 = 827.95 \text{ psi}$$

3) Determinamos la línea de presión interna efectiva o resultante.

$$\text{Superficie: } P_{ies} \text{ (psi)} = P_{sup} - P_{rs} = 787.20 - 0 = 787.20 \text{ psi}$$

$$\text{Fondo: } P_{ief} \text{ (psi)} = P_{fondo} - P_{rf} = 990.77 - 827.95 = 162.82 \text{ psi}$$

4) Por último, se determina la línea de diseño.

$$\text{Superficie: } P_{ds} \text{ (psi)} = P_{ies} * \text{factor de diseño} = 787.20 * 1.125 = 885.60 \text{ psi}$$

$$\text{Fondo: } P_{df} \text{ (psi)} = P_{ief} * \text{factor de diseño} = 162.82 * 1.125 = 183.17 \text{ psi}$$

5) Generamos el gráfico representativo de estallido, **fig. 2.66**.

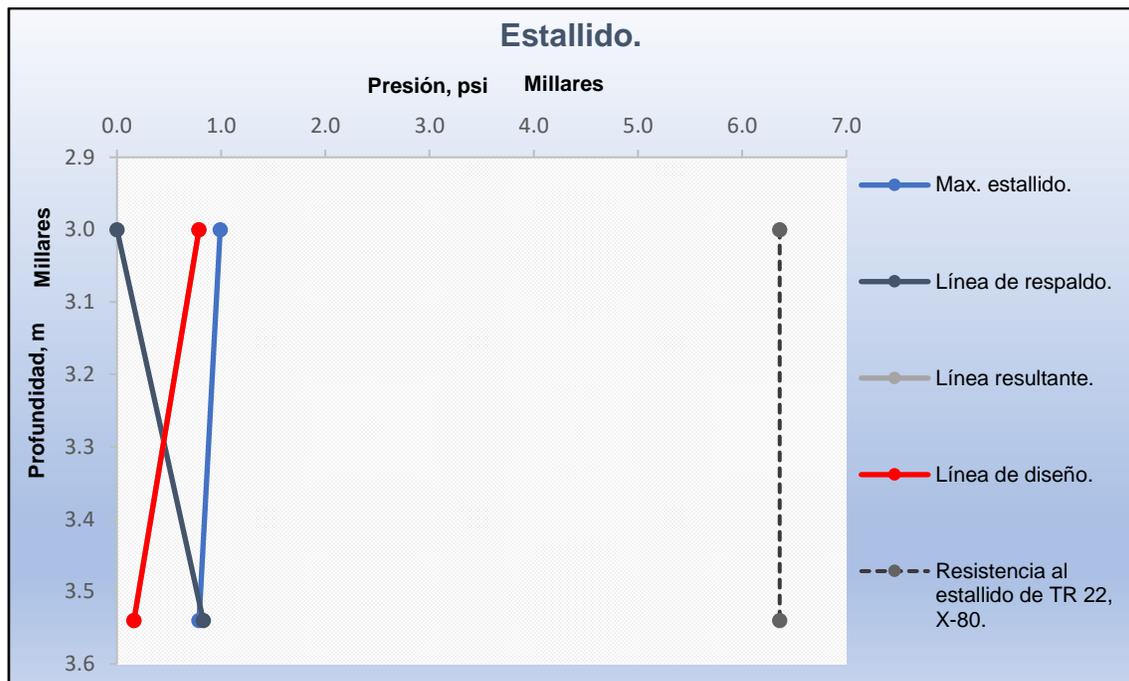


Figura. 2.67 Gráfico de estallido para la etapa superficial 22". Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

Se seleccionó la TR 22 in, X-80 de 224.28 lb/ft, cuya resistencia al estallido es de **6,360 psi**.

Colapso.

Para este caso se aplicará el escenario de cementar TR, por tratarse de una tubería superficial que va cementada en toda su longitud se tendrán dos presiones ejercidas por las densidades de cemento.

1) Calcular la línea de presión hidrostática ejercida por el cemento.

$$\text{Superficie: } P_{cs} \text{ (psi)} = 0$$

$$\text{Prof. de 3,300 m: } P_{h3,300} \text{ (psi)} = \frac{(\text{Prof})(\rho_c)}{10} * 14.223$$

$$P_{h3,300} = \frac{(300)(1.65)}{10} * 14.223 = 704.04 \text{ psi}$$

2) Determinar la línea de presión ejercida por el cemento hasta el fondo.

$$\text{Prof. de 3,300 m: } P_{h3,300} = 704.04 \text{ psi}$$

$$\text{Fondo: } P_{h3,540} \text{ (psi)} = P_{h3,300} + \frac{(\text{Prof})(\rho_c)}{10} * 14.223$$

$$P_{h3,540} = 704.038 + \frac{(3,540 - 3,300)(1.9)}{10} * 14.223 = 1,352.61 \text{ psi}$$

3) Obtener la línea de diseño.

$$\text{Prof. de 3,300 m: } P_{d\ 3,300} = P_{h3,300} * \text{factor diseño} = 704.04 * 1.125 = 792.04 \text{ psi}$$

$$\text{Fondo: } P_{d\ 3,540} = P_{h3,540} * \text{factor diseño} = 1,352.61 * 1.125 = 1,521.70 \text{ psi}$$

4) Generamos el gráfico representativo de colapso, **fig. 2.67**.

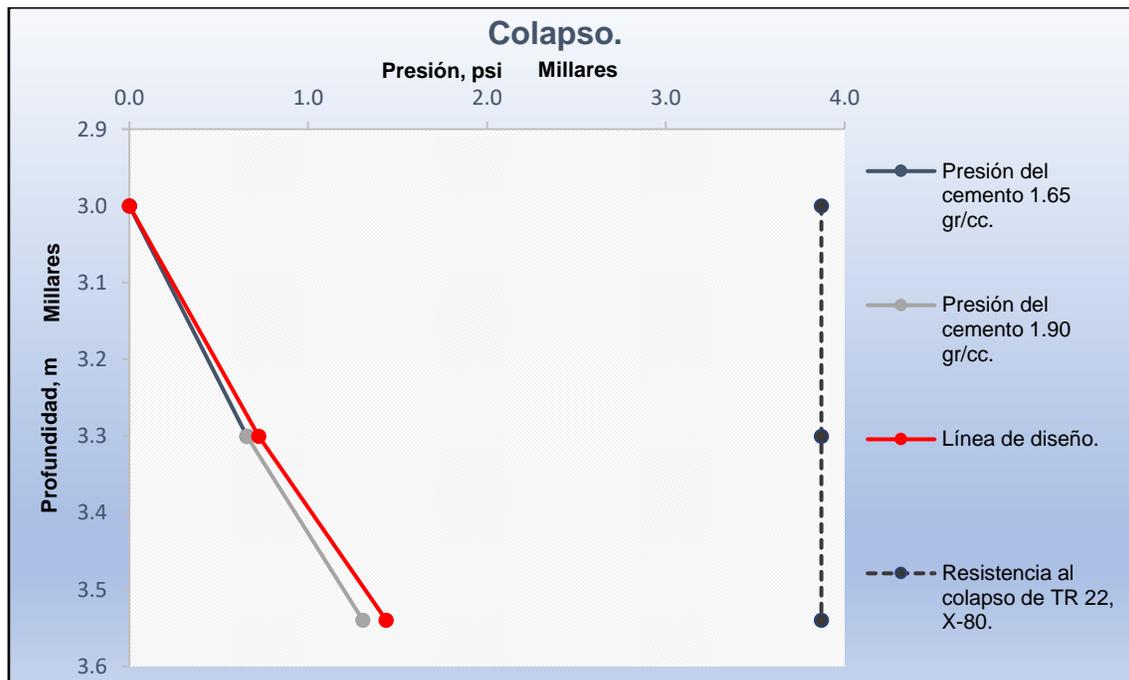


Figura. 2.67 Gráfico de colapso para la etapa superficial 22". Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

Como se puede observar la TR 22 in, X-80 de 224.28 lb/ft soporta el diseño por colapso con una resistencia de **3,870 psi**.



Tensión.

Para la tensión será necesario conocer el peso y área transversal de la tubería que ha optado por ser la que cumple con el diseño (X-80):

$$W = 224.28 \text{ lb/ft}$$

$$\text{Área transversal} = 65.973 \text{ in}^2$$

- 1) Calculamos el peso total de la tubería.

$$W_{tot} \text{ (lb)} = 3.278 * W_N * Prof = 3.278 * 224.28 * 540 = 397,002.51 \text{ lb}$$

- 2) Determinar la presión hidrostática.

$$P_h \text{ (psi)} = \frac{(Prof)(\rho_c)}{10} * 14.223 = \frac{(540)(1.90)}{10} * 14.223 = 1,459.30 \text{ psi}$$

- 3) Calcular la fuerza de flotación(negativa).

$$\text{Fondo: } BF \text{ (lb)} = P_h * A_{Trans} = (1,459.30) * 65.973 = 96,274.40 \text{ lb}$$

- 4) Obtener el factor de flotación.

$$F_f \text{ (adimensional)} = \frac{7.85 - (\rho_f)}{7.85} = \frac{7.85 - (1.90)}{7.85} = 0.75$$

- 5) Calcular la altura del punto neutro.

$$\text{Altura del } P_n \text{ (m)} = 0.305 * \frac{BF * F_f}{W_N} = 0.305 * \frac{(96,274.40)(0.75)}{224.28} = 98.20 \text{ m}$$

- 6) Determinar la profundidad del punto neutro.

$$\text{Prof del } P_n \text{ (m)} = Prof \text{ total} - \text{Altura del } P_n = 3,540 - 98.20 = 3,441.80 \text{ m}$$

- 7) Obtener la línea de tensión máxima.

$$\text{Superficie: } T_{MAX} \text{ (lb)} = W_{tot} - BF = 397,002.51 \text{ lb} - 96,274.40 \text{ lb} = 300,728.11 \text{ lb}$$

- 8) Obtener la línea de diseño.

$$\text{Superficie: } T_d \text{ (lb)} = T_{MAX} * \text{factor diseño} = 300,728.11 * 1.6 = 481,165 \text{ lb}$$

- 9) Por último, se genera la línea de margen de jalón, que se obtiene sumándole 100,000 lb a los valores de la línea de tensión máxima.

$$\text{Fondo: } BF \text{ (lb)} = P_h * A_{Trans} + 100,000 \text{ lb} = 96,274.40 \text{ lb} + 100,000 \text{ lb} = 196,274.40 \text{ lb}$$

$$\text{A } 3,440.76 \text{ m: } 0 + 100,000 \text{ lb} = 100,000 \text{ lb}$$

$$\text{Superficie: } T_{MAX} \text{ (lb)} = W_{tot} - BF + 100,000 \text{ lb} = 300,728.11 + 100,000 \text{ lb} = 400,728.11 \text{ lb}$$

- 10) Generamos el gráfico representativo para tensión, **fig. 2.68**.

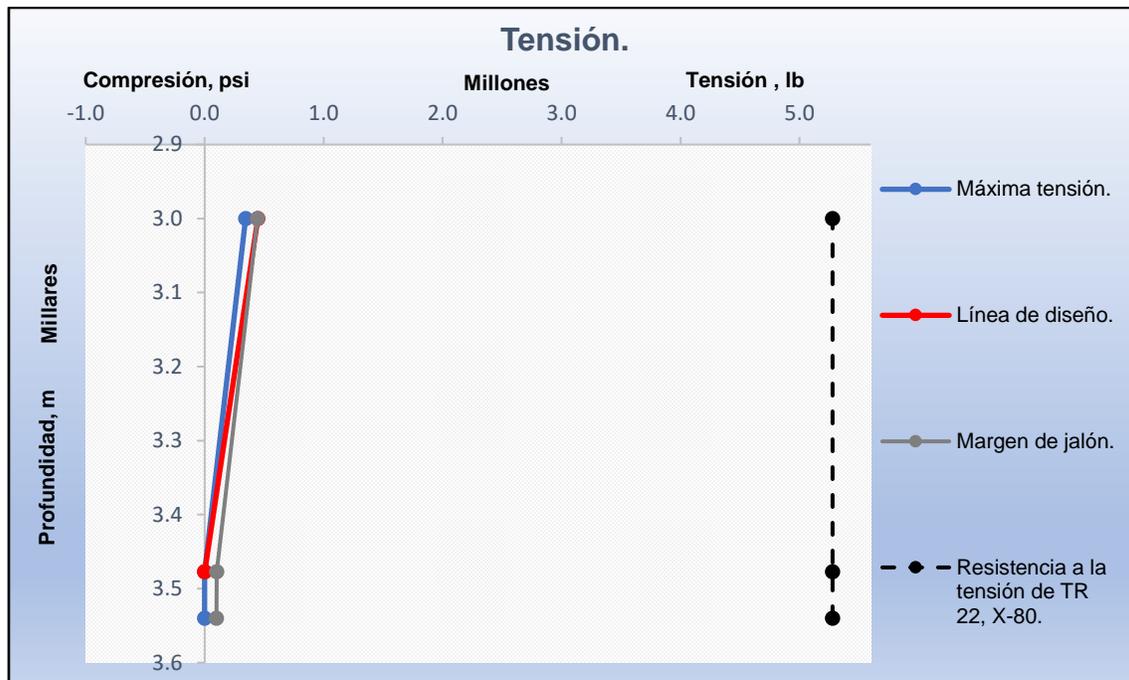


Figura. 2.68 Gráfico de tensión para la etapa superficial 22". Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

Se observa de igual manera que la TR 22 in, X-80 de 224.28 lb/ft aguanta la tensión, con una resistencia de **5,278,000 lb**.

Por lo cual el diseño final para la etapa superficial de 22 in quedó: **540 metros de X-80 de 224.28 lb/ft**.



Diseño etapa intermedia TR 13 3/8 in.

Datos
$Profundidad = 4,950 \text{ m}$
$Diámetro = 13 \frac{3}{8} \text{ in}$
$Max. presión sup. = 2,500 \text{ psi}$
$Gradiente fractura = 1.493 \text{ gr/cc}$
$Densidad de fluido (etapa anterior) \rho_f = 1.25 \text{ gr/cc}$
$Densidad de fluido \rho_f = 1.34 \text{ gr/cc}$
$Densidad de fluido más pesado G_l = 1.44 \text{ gr/cc}$
$Cima del cemento TOC = 4,450 \text{ m}$
$Densidad de cemento de llenado \rho_c = 1.55 \text{ gr/cc}$
$Densidad de cemento de amarre \rho_c = 1.95 \text{ gr/cc}$

Solución.

Estallido.

Por los datos que se tienen se diseñara considerando una presión de inyección.

1) Primero determinamos la presión de inyección.

$$P_{iny} = \frac{(G_{fractura} + 0.12)(Prof)}{10} * 14.223$$

$$P_{iny} = \frac{(1.493 + 0.12)(1,950)}{10} * 14.223 = 4,473.63 \text{ psi}$$



2) Obtenemos la longitud de las columnas de lodo y gas.

$$P_s + X(G_l) + Y(G_g) = P_{iny}$$

$$2,500 + X(1.4223 * 1.44 \text{ gr/cc}) + Y(0.377 \text{ psi/m}) = 4,473.63 \text{ psi}$$

Obtenemos una ecuación con dos incógnitas, por lo que será necesario de otra ecuación que involucre las mismas variables.

$$X + Y = \text{Profundidad de TR}$$

$$X + Y = 1,950 \text{ m}$$

Entonces despejamos una de las dos incógnitas: $Y = 1,950 - X$

Sustituimos en la expresión general:

$$2,500 + X(1.4223 * 1.44) + (1,950 - X)(0.377) = 4,473.63 \text{ psi}$$

Y entonces resolvemos para una incógnita:

$$2,500 + X(2.050) + 735.15 - X(0.377) = 4,473.63 \text{ psi}$$

$$X(2.050 - 0.377) = 4,473.63 - 2,500 - 735.15$$

$$X(1.673) = 1,238.48$$

$$X = \frac{1,238.48}{1.673} = 740.27 \text{ m}$$

Y obtenemos la segunda incógnita sustituyendo el valor encontrado:

$$Y = 1,950 - 740.27 = 1,209.73 \text{ m}$$

3) Obtenemos la línea de estallido o presión interna.

$$\text{Fondo: } P_{fondo} \text{ (psi)} = P_{iny} = \frac{(1.493+0.12)(1,950)}{10} * 14.223 = 4,473.63 \text{ psi}$$

$$\text{A } 3,740.275 \text{ m: } P_{3,740.27 \text{ m}} \text{ (psi)} = P_{sup} + \frac{(Gl)(Prof)}{10} * 14.223$$

$$P_{3,740.27 \text{ m}} \text{ (psi)} = 2,500 + \frac{(1.44)(740.27)}{10} * 14.223 = 4,016.15 \text{ psi}$$

$$\text{Superficie: } P_{sup} \text{ (psi)} = \text{Max. } P_{sup}$$

$$P_{sup} = 2,500 \text{ psi}$$

4) Continuamos con la línea de presión de respaldo.

$$\text{Superficie: } P_{rs} \text{ (psi)} = 0$$

$$\text{A } 3,740.275 \text{ m: } P_{3,740.27 \text{ m}} \text{ (psi)} = \frac{(Gr)(Prof)}{10} * 14.223$$

$$P_{r3,740.27 \text{ m}} \text{ (psi)} = \frac{(1.07)(740.27)}{10} * 14.223 = 1,126.60 \text{ psi}$$

Fondo: $P_{rf} (psi) = \frac{(Gr)(Prof)}{10} * 14.223$

$P_{rf} = \frac{(1.07)(1,950)}{10} * 14.223 = 2,967.63 psi$

5) Determinamos la línea de presión interna efectiva o resultante.

Superficie: $P_{ies} (psi) = P_{sup} - P_{rs} = 2,500 - 0 = 2,500 psi$

A 3,740.27 m: $P_{ie\ 3,740.27\ m} (psi) = P_{3,740.27\ m} - P_{r\ 3,740.27\ m} = 4,016.15 - 1,126.600 = 2,889.55 psi$

Fondo: $P_{ief} (psi) = P_{fondo} - P_{rf} = 4,473.63 - 2,967.63 = 1,506 psi$

6) Por último, se determina la línea de diseño.

Superficie: $P_{ds} (psi) = P_{ies} * factor\ de\ diseño = 2,500 * 1.125 = 2,812.50 psi$

A 3,740.27 m: $P_{d\ 3,740.27\ m} (psi) = P_{ie\ 3,740.27\ m} * factor\ de\ diseño = 2,889.55 * 1.125 = 3,250.74 psi$

Fondo: $P_{df} (psi) = P_{ief} * factor\ de\ diseño = 1,506 * 1.125 = 1,694.25 psi$

7) Generamos el gráfico representativo para estallido, **fig. 2.69**.

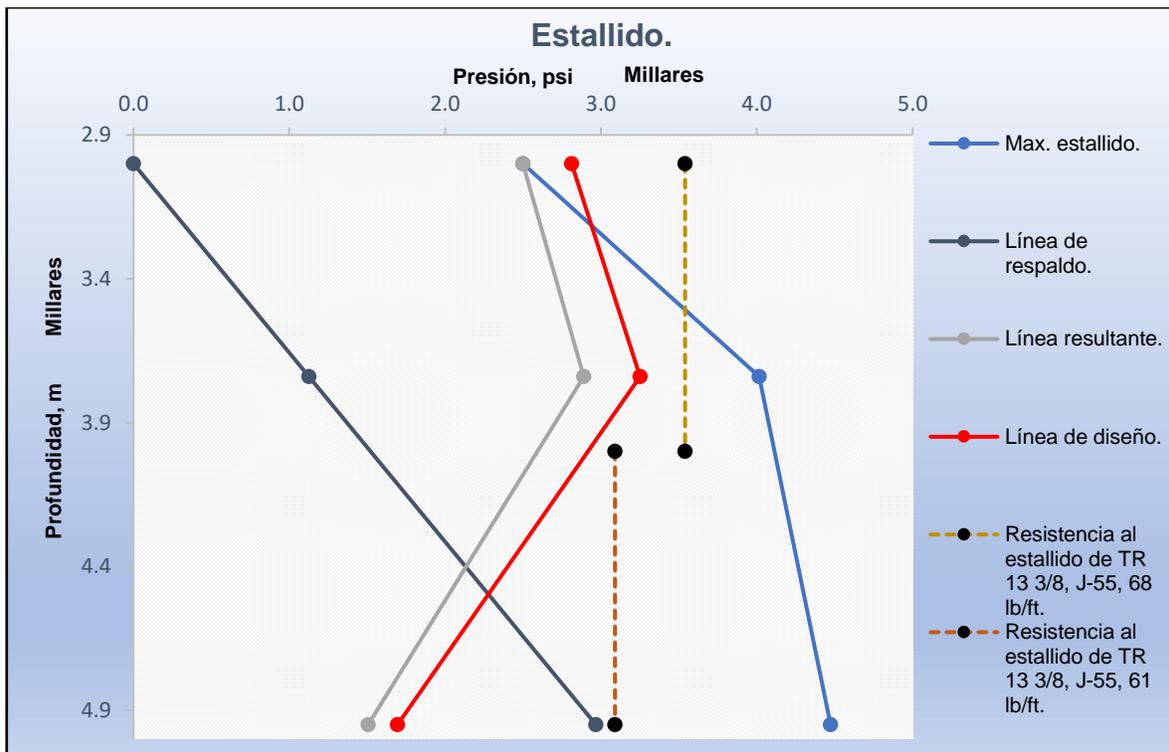


Figura. 2.69 Gráfico de estallido para la etapa intermedia 13 3/8". Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).



En la página anterior se observaron dos tramos de TR 13 3/8 dada la profundidad de la etapa, donde: 1,000 metros son de J-55 de 68 lb/ft con resistencia al estallido de **3,450 psi** y 950 metros son de J-55 de 61 lb/ft, con resistencia al estallido de **3,090 psi**.

Colapso.

Considerando la presencia de cemento y fluido como empacantes.

Para este caso se deberá determinar la presión ejercida por el fluido y por el cemento.

- 1) Calcular la línea de presión hidrostática ejercida por el fluido.

Superficie: $P_{cs} (psi) = 0$

Prof. de 4,450 m: $P_{h4,650 m} (psi) = \frac{(Prof)(\rho_f)}{10} * 14.223$

$$P_{h4,450 m} = \frac{(1,450)(1.25)}{10} * 14.223 = 2,577.92 \text{ psi}$$

- 2) Determinar la línea de presión ejercida por el cemento.

Prof. de 4,450 m: $P_{h4,450 m} = 2,577.92 \text{ psi}$

Fondo: $P_{h 4,950 m} (psi) = P_{h 4,450 m} + \frac{(Prof)(\rho_c)}{10} * 14.223$

$$P_{h 4,950 m} = 2,577.92 + \frac{(4,950 - 4,450)(1.95)}{10} * 14.223 = 3,964.66 \text{ psi}$$

- 3) Obtenemos la longitud del fluido de respaldo.

$$1.4223 * Gr * Prof TR = 1.4223 * G_l * L$$

$$1.4223 * 1.07 \frac{gr}{cc} * 1,950 m = 1.4223 * 1.44 \frac{gr}{cc} * L$$

$$2,967.63 = 2.05 * L$$

$$L = \frac{2,967.63}{2.05} = 1,447.62 m$$

La profundidad del fluido de respaldo es:

$$Pr = Prof. total - L = 1,950 - 1,447.62 = 502.38 m$$

- 4) Determinamos la línea de presión de respaldo.

A 3,502.38 m: $P_r 3,502.38 m (psi) = 0$

A 4,450 m: $P_r 4,450 m (psi) = \frac{(Prof)(\rho_f)}{10} * 14.223$

$$P_r 4,450 m (psi) = \frac{(4,450 - 3,502.38)(1.44)}{10} * 14.223 = 1,940.83 \text{ psi}$$



$$\text{Fondo: } P_{r\ 4,950\ m} (\text{psi}) = P_{r\ 4,450\ m} + \frac{(\text{Prof})(\rho_f)}{10} * 14.223$$

$$P_{r\ 4,950\ m} (\text{psi}) = 1,940.83 + \frac{(4,950 - 4450)(1.44)}{10} * 14.223 = 2,964.90\ \text{psi}$$

5) Determinamos la línea de presión resultante.

$$\text{Superficie: } P_{res} (\text{psi}) = 0$$

$$\text{A } 3,502.38\ \text{m: } P_{res\ 3,502.38\ m} (\text{psi}) = \frac{(\text{Prof})(\rho_f)}{10} * 14.223$$

$$P_{res\ 3,502.38\ m} (\text{psi}) = \frac{(502.38)(1.25)}{10} * 14.223 = 893.17\ \text{psi}$$

$$\text{A } 4,450\ \text{m: } P_{res\ 4,450\ m} (\text{psi}) = P_{h\ 4,450\ m} - P_{r\ 4,450\ m}$$

$$P_{res\ 4,450\ m} (\text{psi}) = 2,577.92 - 1,940.83 = 637.09\ \text{psi}$$

$$\text{Fondo: } P_{res\ 4,950\ m} (\text{psi}) = P_{h\ 4,950\ m} - P_{r\ 4,950\ m}$$

$$P_{res\ 4,950\ m} (\text{psi}) = 3,964.66 - 2,964.90 = 999.76\ \text{psi}$$

6) Obtener la línea de diseño.

$$\text{Superficie: } P_{ds} (\text{psi}) = 0$$

$$\text{A } 3,502.38\ \text{m: } P_{d\ 3,502.38\ m} (\text{psi}) = P_{res\ 3,502.38\ m} * \text{factor diseño}$$

$$P_{d\ 3,502.38\ m} (\text{psi}) = 893.17 * 1.125 = 1,004.81\ \text{psi}$$

$$\text{A } 4,450\ \text{m: } P_{d\ 4,450\ m} (\text{psi}) = P_{res\ 4,450\ m} * \text{factor diseño}$$

$$P_{d\ 4,450\ m} (\text{psi}) = 637.09 * 1.125 = 716.72\ \text{psi}$$

$$\text{Fondo: } P_{d\ 4,950\ m} (\text{psi}) = P_{res\ 4,950\ m} * \text{factor diseño}$$

$$P_{d\ 4,950\ m} (\text{psi}) = 999.76 * 1.125 = 1,124.73\ \text{psi}$$

7) Generamos el gráfico representativo para colapso (con cemento), **fig. 2.70**.

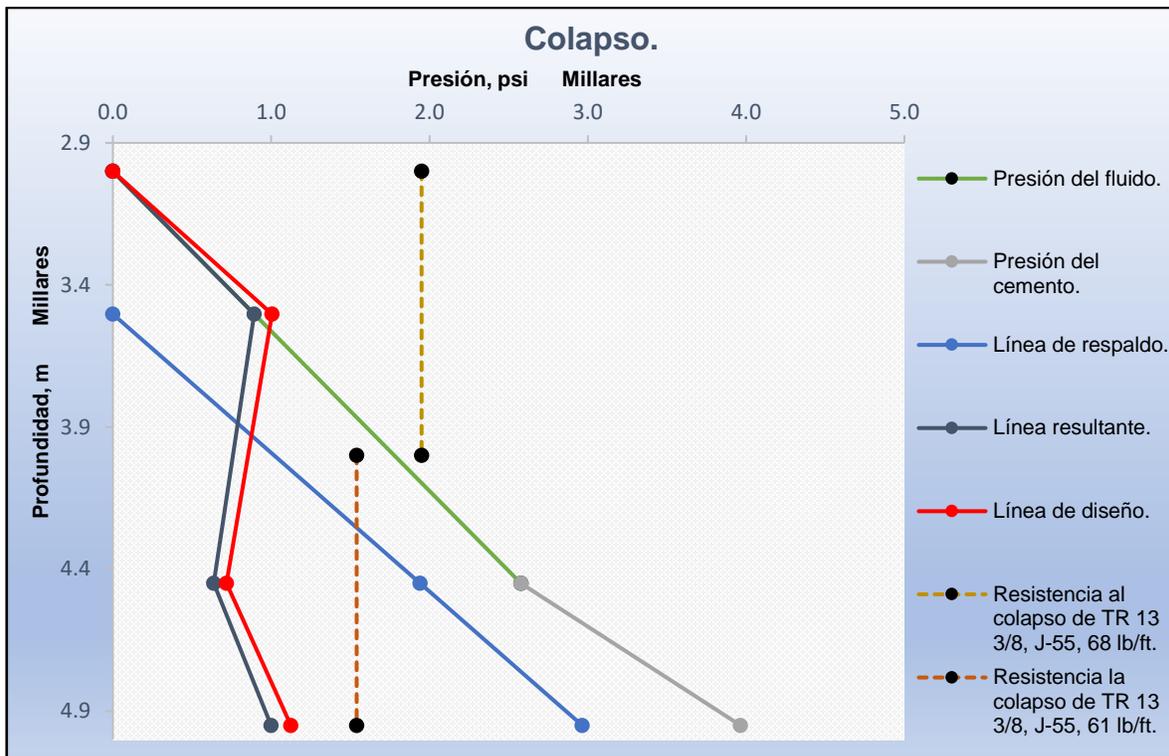


Figura. 2.70 Gráfico de colapso (con cemento y fluido) para la etapa intermedia 13 3/8". Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

Se observa que los tramos de TR elegidos también son aptos para el diseño de colapso cementando la tubería, por lo que seguimos con: 1,000 metros de J-55 de 68 lb/ft con resistencia de **1,950 psi** y 950 metros son de J-55 de 61 lb/ft con resistencia de **1,540 psi**.

Colapso.

Considerando sólo fluido de perforación como empacante.

Para este caso se deberá determinar la presión ejercida por el fluido.

- 1) Calcular la línea de presión hidrostática ejercida por el fluido.

$$\text{Superficie: } P_{cs} \text{ (psi)} = 0$$

$$\text{Prof. de 4,950 m: } P_{h4,950 \text{ m}} \text{ (psi)} = \frac{(\text{Prof})(\rho_f)}{10} * 14.223$$

$$P_{h4,950 \text{ m}} = \frac{(1,950)(1.34)}{10} * 14.223 = 3,716.47 \text{ psi}$$

- 2) Obtenemos la longitud del fluido de respaldo.

$$1.4223 * Gr * Prof \text{ sig. etapa} = 1.4223 * G_l * L$$

$$1.4223 * 1.07 \frac{gr}{cc} * 2,450 \text{ m} = 1.4223 * 1.44 \frac{gr}{cc} * L$$

$$3,728.56 = 2.05 * L$$



$$L = \frac{3,728.56}{2.05} = 1,818.81 \text{ m}$$

La profundidad del fluido de respaldo es:

$$Pr = Prof. total - L = 2,450 - 1,818.81 = 631.20 \text{ m}$$

3) Determinamos la línea de presión de respaldo.

$$\text{A } 3,631.20 \text{ m: } P_{r \ 3,631.20 \text{ m}} (psi) = 0$$

$$\text{Fondo: } P_{r \ 4,950 \text{ m}} (psi) = \frac{(Prof)(G_l)}{10} * 14.223$$

$$P_{r \ 4,950 \text{ m}} (psi) = \frac{(4,950 - 3,631.20)(1.44)}{10} * 14.223 = 2,701.05 \text{ psi}$$

4) Determinamos la línea de presión resultante.

$$\text{Superficie: } P_{res} (psi) = 0$$

$$\text{A } 3,631.20 \text{ m: } P_{res \ 3,631.20 \text{ m}} (psi) = \frac{(Prof)(G_l)}{10} * 14.223$$

$$P_{res \ 3,631.20 \text{ m}} (psi) = \frac{(631.20)(1.44)}{10} * 14.223 = 1,292.77 \text{ psi}$$

$$\text{Fondo: } P_{res \ 4,950 \text{ m}} (psi) = P_{h \ 4,950 \text{ m}} - P_{r \ 4,950 \text{ m}}$$

$$P_{res \ 4,950 \text{ m}} (psi) = 3,716.47 - 2,701.05 = 1,015.42 \text{ psi}$$

5) Obtener la línea de diseño.

$$\text{Superficie: } P_{ds} (psi) = 0$$

$$\text{A } 3,631.20 \text{ m: } P_{d \ 3,631.20 \text{ m}} (psi) = P_{res \ 3,631.20 \text{ m}} * \text{factor diseño}$$

$$P_{d \ 3,631.20 \text{ m}} (psi) = 1,292.77 * 1.125 = 1,454.36 \text{ psi}$$

$$\text{Fondo: } P_{d \ 4,950 \text{ m}} (psi) = P_{res \ 4,950 \text{ m}} * \text{factor diseño}$$

$$P_{d \ 4,950 \text{ m}} (psi) = 1,015.42 * 1.125 = 1,142.34 \text{ psi}$$

6) Generamos el gráfico representativo para colapso (con puro fluido), **fig. 2.71**.

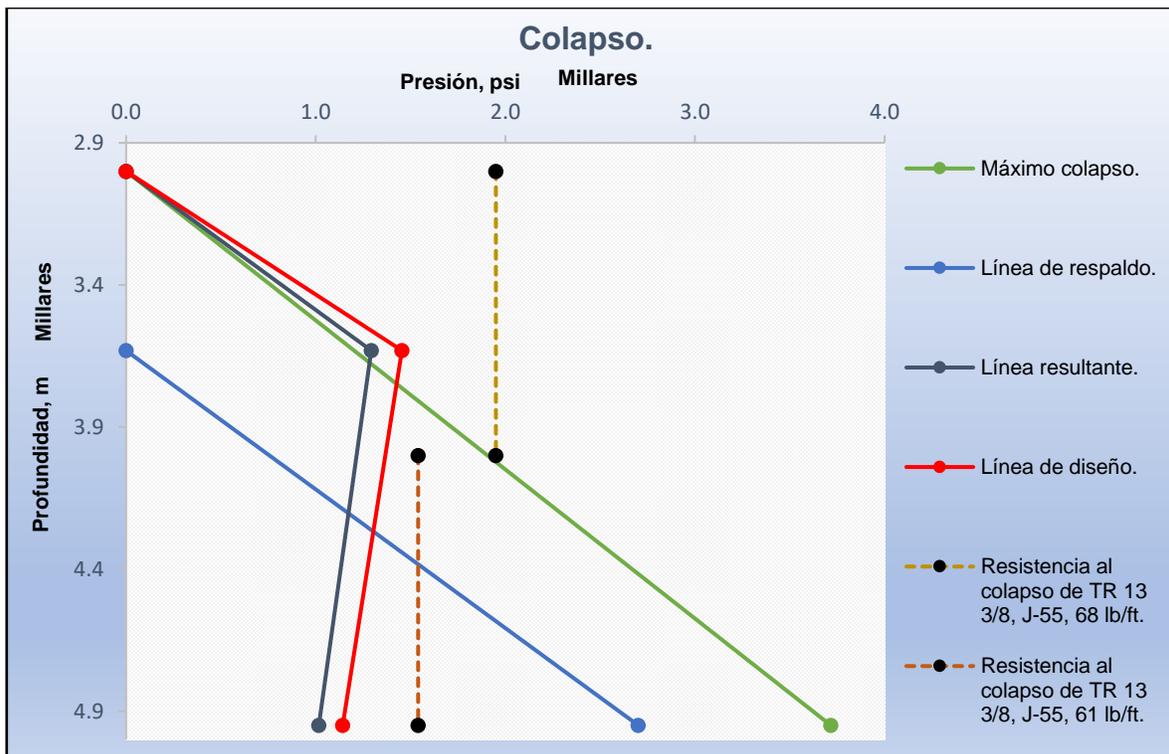


Figura. 2.71 Gráfico de colapso (con puro fluido empacante) para la etapa intermedia 13 3/8". Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

Se observa que los tramos de TR elegidos también son aptos para el diseño de colapso con puro fluido, por lo que seguimos con: 1,000 metros de J-55 de 68 lb/ft con resistencia de **1,950 psi** y 950 metros son de J-55 de 61 lb/ft con resistencia de **1,540 psi**.

Tensión.

Para la tensión será necesario conocer el peso y área transversal de cada tubería:

TR J-55, 68 lb/ft, $A= 19.445 \text{ in}^2$

TR J-55, 61 lb/ft, $A= 17.487 \text{ in}^2$

A continuación, se presenta un diagrama de cuerpo libre donde se encuentran las dos secciones de tubería, **fig. 2.72**.

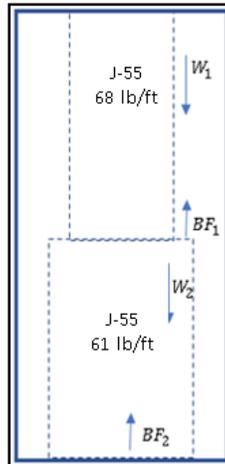


Figura. 2.72 Diagrama de cuerpo libre para las dos secciones de tuberías de la etapa intermedia 13 3/8". (Ovando, 2019).

Y entonces a partir del modelo definido, calculamos la tensión.

1) Calculamos el peso de cada sección de tubería.

$$W_1 (lb) = 3.278 * W_N * Prof = 3.278 * 68 * 1,000 = 222,904 lb$$

$$W_2 (lb) = 3.278 * W_N * Prof = 3.278 * 61 * 950 = 189,960.10 lb$$

2) Calculamos el peso total.

$$W_T (lb) = W_1 + W_2$$

$$W_{tot} (lb) = 222,904 + 189,960.10 = 412,864.10 lb$$

3) Determinar la presión hidrostática para la primera sección de tubería.

$$P_{h1} (psi) = \frac{(Prof)(\rho_f)}{10} * 14.223 = \frac{(1,000)(1.34)}{10} * 14.223 = 1,905.88 psi$$

4) Determinar la presión hidrostática para la segunda sección de tubería.

$$\begin{aligned} P_{h2} (psi) &= \frac{(Prof)(\rho_f)}{10} * 14.223 + \frac{(Prof)(\rho_c)}{10} * 14.223 \\ &= \frac{(450)(1.34)}{10} * 14.223 + \frac{(500)(1.95)}{10} * 14.223 = 857.65 + 1,386.74 \\ &= 2,244.40 psi \end{aligned}$$

5) Calcular la fuerza de flotación de la primera sección de tubería.

$$BF_1 (lb) = P_{h1} * A_{Trans} = (1,905.88) * 19.445 = 37,059.83 lb$$

6) Calcular la fuerza de flotación de la segunda sección de tubería.

$$BF_2 (lb) = P_{h2} * A_{Trans} = (2,244.40) * 17.487 = 39,247.82 lb$$



7) Determinamos la línea de tensión máxima.

$$\text{Fondo: } -BF_2(lb) = P_{h2} * A_{Trans} = -39,247.82 lb$$

$$\text{A 4,000 m: } W_2 - BF_2(lb) = 189,960.10 - 39,247.82 = 150,712.28 lb$$

$$\text{A 4,000 m: } W_2 - BF_2 + BF_1(lb) = 150,712.28 + 37,059.83 = 187,772.11 lb$$

$$\text{Superficie: } T_{MAX}(lb) = W_{tot} - BF_1 - BF_2$$

$$T_{MAX}(lb) = 412,864.10 lb - 37,059.83 lb - 39,247.82 lb = 336,556.45 lb$$

8) Obtener el factor de flotación.

$$F_f(\text{adimensional}) = \frac{7.85 - (\rho_c)}{7.85} = \frac{7.85 - (1.95)}{7.85} = 0.75$$

9) Calcular la altura del punto neutro.

$$\text{Altura del } P_n(m) = 0.305 * \frac{BF_2 * F_f}{W_N} = 0.305 * \frac{(39,247.82)(0.75)}{61} = 147.18 m$$

10) Determinar la profundidad del punto neutro.

$$\text{Prof del } P_n(m) = \text{Prof total} - \text{Altura del } P_n = 4,950 - 147.18 = 4,802.82 m$$

11) Determinamos la línea de diseño (se hace a partir del punto neutro).

$$\text{A 4,000 m: } (W_2 - BF_2) * \text{factor diseño} = 150,712.28 * 1.6 = 241,139.65 lb$$

$$\text{A 4,000 m: } (W_2 - BF_2 + BF_1) * \text{factor diseño} = 187,772.11 * 1.6 = 300,435.38 lb$$

$$\text{Superficie: } T_{MAX} * \text{factor diseño} = 336,556.45 * 1.6 = 538,490.32 lb$$

12) Por último, se genera la línea de margen de jalón, que se obtiene sumándole 100,000 lb a los valores de la línea de tensión máxima.

$$\text{Fondo: } -BF_2(lb) + 100,000 lb = -39,247.82 + 100,000 = 60,752.20 lb$$

$$\text{A 4,000 m: } (W_2 - BF_2)(lb) + 100,000 lb = 150,712.28 + 100,000 = 250,712.28 lb$$

$$\text{A 4,000 m: } (W_2 - BF_2 + BF_1)(lb) + 100,000 (lb) = 187,772.11 + 100,000 = 287,772.11 lb$$

$$\text{Superficie: } T_{MAX}(lb) = (W_{tot} - BF_1 - BF_2) + 100,000 lb$$

$$T_{MAX}(lb) = 336,556.45 + 100,000 lb = 436,556.45 lb$$

13) Generamos el gráfico representativo de tensión, **fig. 2.73**.

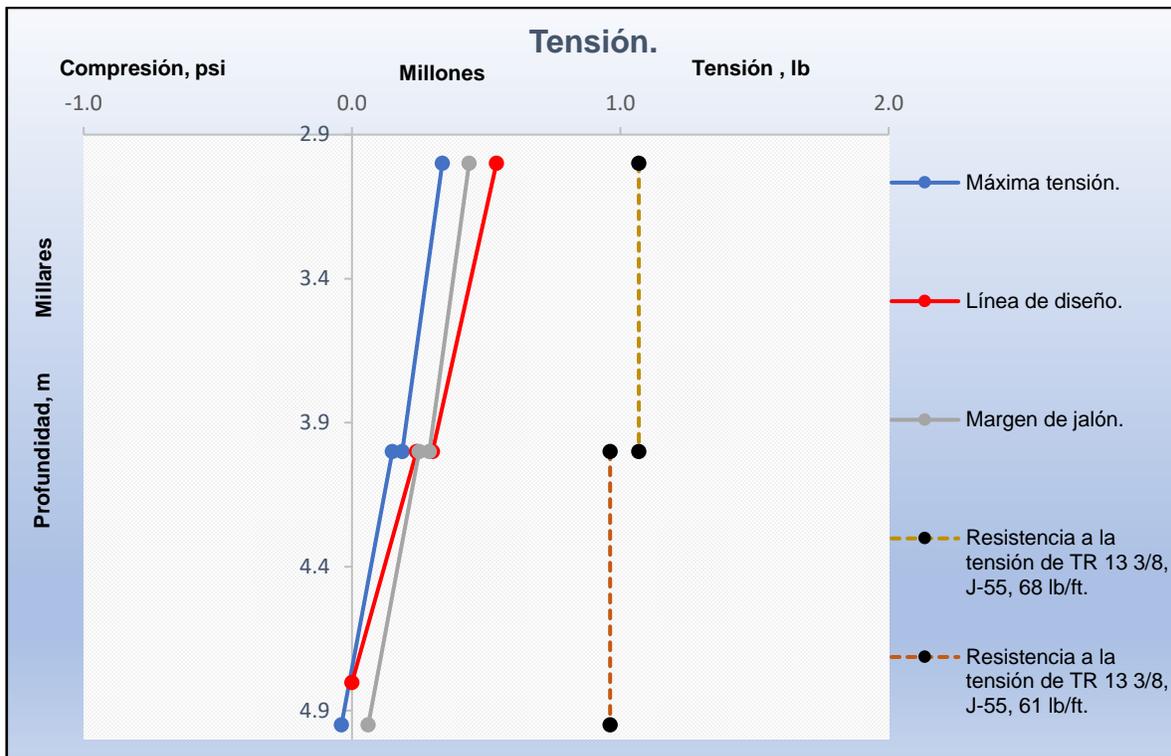


Figura. 2.73 Gráfico de tensión para la etapa intermedia 13 3/8". Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

Se observa que los tramos de tubería también se ajustaron al diseño por tensión: 1,000 m TR J-55, 68 lb/ft con resistencia de **1,069,000 lb** y 950 m TR J-55, 61 lb/ft con resistencia de **962,000 lb**.

El diseño final para la etapa intermedia de 13 3/8 in quedó:

1,000 m de J-55, 68 lb/ft

950 m de J-55, 61 lb/ft



Diseño etapa de explotación 7 in.

Datos
<i>Profundidad = 6,050 m</i>
<i>Diámetro = 7 in</i>
<i>Presión de fondo (bhp) = 6,500 psi</i>
<i>Gradiente fractura = 1.66 gr/cc</i>
<i>Densidad de fluido $\rho_f = 1.5 \text{ gr/cc}$</i>
<i>Densidad de fluido empecante</i>
$\rho_{fe} = 1.078 \frac{\text{gr}}{\text{cc}} \left(9 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right)$
<i>Logitud TR = 750 m</i>
<i>Cemento</i>
5,300 – 5,800 m $\rho_c = 1.55 \text{ gr/cc}$
5,800 – 6,050 m $\rho_c = 1.9 \text{ gr/cc}$

Solución.

Estallido.

1) Primero determinamos la línea de presión del fluido empacante.

Superficie: $P_s = bhp = 6,500 \text{ psi}$

$$\text{Fondo: } P_f = bhp + \frac{(\text{Prof})(\rho_{fe})}{10} * 14.223 = 6,500 + \frac{(750)(1.07)}{10} * 14.223 = 7,641.40 \text{ psi}$$

2) Obtenemos la línea de presión de respaldo.

Superficie: $P_{rs} (\text{psi}) = 0$

$$\text{Fondo: } P_{rf} (\text{psi}) = \frac{(\text{Gr})(\text{Prof})}{10} * 14.223 = \frac{(1.07)(750)}{10} * 14.223 = 1,141.40 \text{ psi}$$

3) Obtener la línea de presión interna efectiva o resultante.

Superficie: $P_{ies} = P_s - P_{rs} = 6,500 - 0 = 6,500 \text{ psi}$

Fondo: $P_{ief} = P_f - P_{rf} = 7,641.40 - 1,141.40 = 6,500 \text{ psi}$

4) Por último, se determina la línea de diseño.

$$\text{Superficie: } P_{ds} = P_{ies} * \text{factor diseño} = 6,500 * 1.125 = 7,312.50 \text{ psi}$$

$$\text{Fondo: } P_{df} = P_{ief} * \text{factor diseño} = 6,500 * 1.125 = 7,312.50 \text{ psi}$$

5) Generamos el gráfico representativo para estallido, **fig. 2.74**.

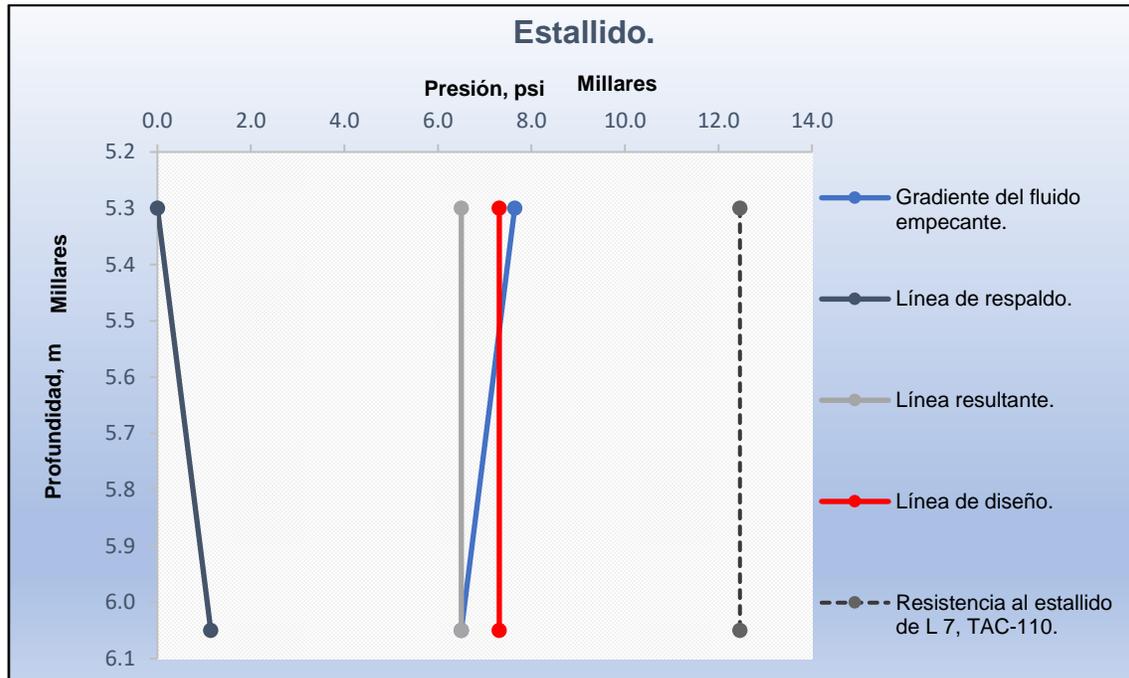


Figura. 2.74 Gráfico de estallido para la etapa de explotación 7". Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

Se seleccionó un liner con resistencia al alto colapso dada la profundidad y por tratarse de la etapa de explotación, quedando 750 metros de L7 in, TAC-110, 32 lb/ft con una resistencia al estallido de **12,460 psi**.

Colapso.

1) Calcular la línea de presión hidrostática ejercida por el cemento.

$$\text{Superficie: } P_{cs} \text{ (psi)} = 0$$

$$\text{Prof. de 5,800 m: } P_{h5,800} \text{ (psi)} = \frac{(\text{Prof})(\rho_c)}{10} * 14.223$$

$$P_{h5,800} = \frac{(500)(1.55)}{10} * 14.223 = 1,102.28 \text{ psi}$$

2) Determinar la línea de presión ejercida por el cemento hasta el fondo.

$$\text{Prof. de 5,800 m: } P_{h5,800} = 1,102.28 \text{ psi}$$

$$\text{Fondo: } P_{h6,050} \text{ (psi)} = P_{h5,800} + \frac{(\text{Prof})(\rho_c)}{10} * 14.223$$

$$P_{h6,050} = 1,102.28 + \frac{(6,050 - 5,800)(1.9)}{10} * 14.223 = 1,777.87 \text{ psi}$$

3) Obtener la línea de diseño.

$$\text{Prof. de 5,800 m: } P_{d\ 5,800} = P_{h5,800} * \text{factor diseño} = 1,102.28 * 1.125 = 1,240.06 \text{ psi}$$

$$\text{Fondo: } P_{d\ 6,050} = P_{h6,050} * \text{factor diseño} = 1,777.87 * 1.125 = 2,000.10 \text{ psi}$$

4) Generamos el gráfico representativo de colapso, **fig. 2.75**.

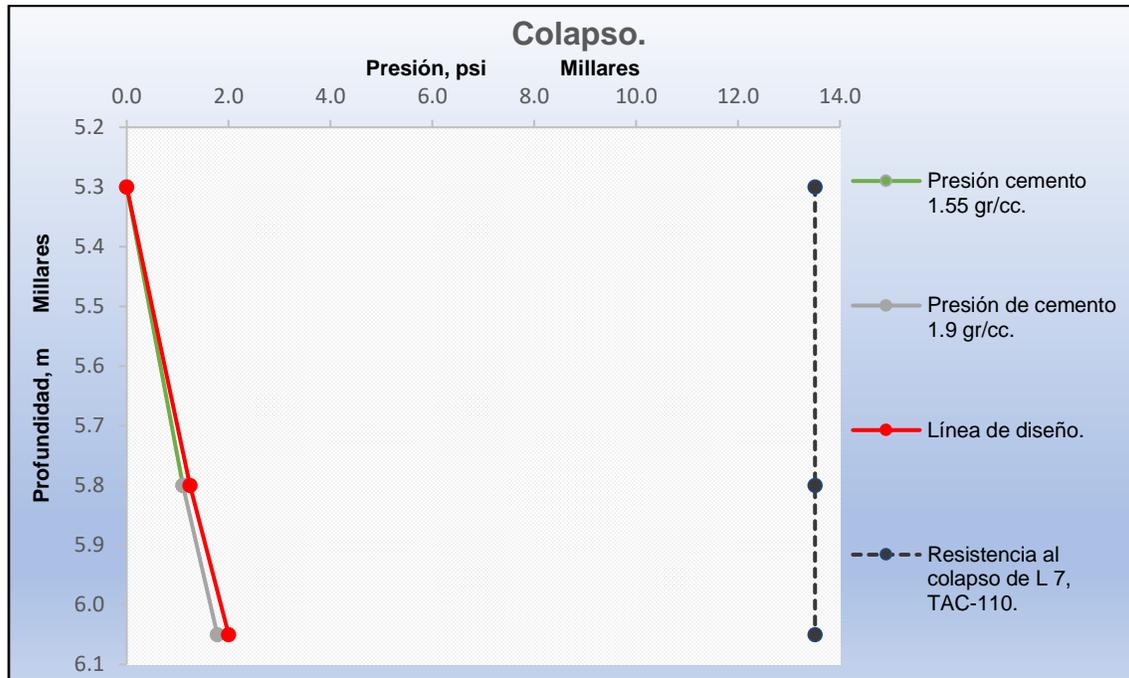


Figura. 2.75 Gráfico de colapso para la etapa de explotación 7". Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

La tubería seleccionada para estallido TAC-110, 32 lb/ft también aguanta el colapso que se tendrá presente con una **resistencia de 13, 510 psi**.

Tensión.

Para la tensión será necesario conocer el peso y área transversal de la tubería que ha optado por ser la que cumple con el diseño (C-90):

$$W=32 \text{ lb/ft}$$

$$\text{Área transversal} = 9.317 \text{ in}^2$$

1) Calculamos el peso total de la tubería.

$$W_{tot} (lb) = 3.2786 * W_N * Prof = 3.278 * 32 * 750 = 78,672 \text{ lb}$$



- 2) Determinar la presión hidrostática del cemento, para determinar la fuerza de flotación.

$$P_h \text{ (psi)} = \frac{(\text{Prof})(\rho_c)}{10} * 14.223 = \frac{(750)(1.9)}{10} * 14.223 = 2,026.77 \text{ psi}$$

- 3) Calcular la fuerza de flotación(negativa).

$$\text{Fondo: } BF \text{ (lb)} = P_h * A_{Trans} = (2,026.77) * 9.317 = 18,883.41 \text{ lb}$$

- 4) Obtener el factor de flotación.

$$F_f \text{ (adimensional)} = \frac{7.85 - (\rho_c)}{7.85} = \frac{7.85 - (1.9)}{7.85} = 0.75$$

- 5) Calcular la altura del punto neutro.

$$\text{Altura del } P_n \text{ (m)} = 0.305 * \frac{BF * F_f}{W_N} = 0.305 * \frac{(18,883.41)(0.758)}{32} = 136.42 \text{ m}$$

- 6) Determinar la profundidad del punto neutro.

$$\text{Prof del } P_n \text{ (m)} = \text{Prof total} - \text{Altura del } P_n = 6,050 - 136.42 = 5,913.60 \text{ m}$$

- 7) Obtener la línea de tensión máxima.

$$\text{Superficie: } T_{MAX} \text{ (lb)} = W_{tot} - BF = 78,672 \text{ lb} - 18,883.41 = 59,788.60 \text{ lb}$$

- 8) Obtener la línea de diseño.

$$\text{Superficie: } T_d \text{ (lb)} = T_{MAX} * \text{factor diseño} = 59,788.60 * 1.6 = 95,661.74 \text{ lb}$$

- 9) Obtener la línea de margen de jalón.

$$\text{Fondo: } -BF + 100,000 \text{ lb} = -18,883.41 + 100,000 = 81,116.60 \text{ lb}$$

$$\text{A } 5,913.60 \text{ m: } 0 + 100,000 \text{ lb} = 100,000 \text{ lb}$$

$$\text{Superficie: } T_{MAX} + 100,000 \text{ lb} = 59,788.60 \text{ lb} + 100,000 \text{ lb} = 159,788.60 \text{ lb}$$

- 10) Generamos el gráfico representativo para tensión, **fig. 2.76**.

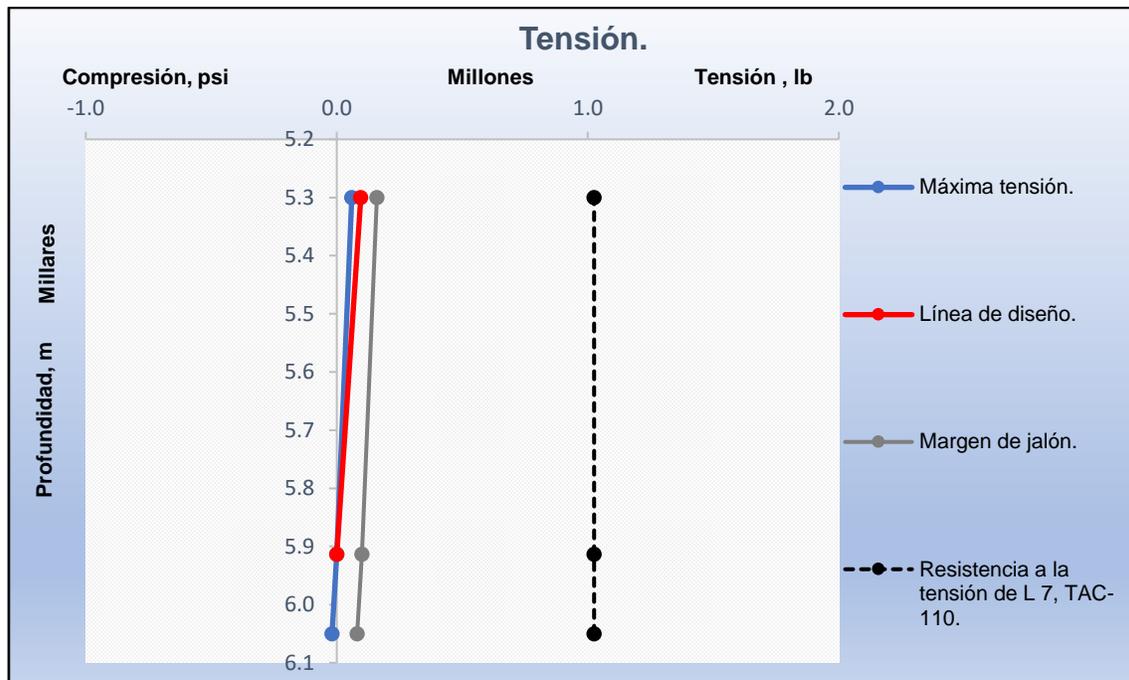


Figura. 2.76 Gráfico de tensión para la etapa de explotación 7". Generado por Excel 2016. (Ovando, 2019).

La tubería seleccionada para la etapa de explotación TAC-110 de 32 lb/ft también aguanta el diseño por tensión con una resistencia de **1,025,000 lb**.

Entonces el diseño final para la etapa de explotación 7 in será: **750 metros de TAC-110 de 32 lb/ft**.

2.11 Cementación de pozos.

La cementación de pozos es el proceso que consiste en mezclar y desplazar una lechada de cemento hacia el fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento y luego hacia el espacio anular, con el fin de dar soporte y protección al agujero contra las formaciones plásticas y fluidos corrosivos. Durante la cementación de una tubería de revestimiento se ejerce una presión hidrostática debida a la columna de cemento que no debe exceder la presión de fractura de la formación, evitando pérdidas o afectando la integridad del pozo. En general las cementaciones pueden clasificarse en tres tipos:

- Cementación primaria.
- Cementación forzada.
- Taponos de cemento.



La *cementación primaria* consiste en la colocación de cemento entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo. Sus principales objetivos son: aislar formaciones de alta o baja presión, aislar formaciones con flujo de agua, aislar zonas productoras, formar un sello hidráulico entre la tubería y la formación, proporcionar un sostén para la tubería y reducir la corrosión exterior de esta.

La *cementación forzada* es el proceso de forzar a presión una lechada de cemento a través de perforaciones realizadas en la TR y a través de la formación. Sus principales objetivos son: corregir una cementación primaria, abandonar zonas productoras, obturar roturas en la tubería y zonas de pérdida de circulación.

Los *taponos de cemento* consisten en pequeños espesores de lechada para lograr algunos objetivos como: abandonar pescados, corregir desviaciones durante la perforación, abandono de intervalos agotados y como protección durante operaciones especiales.

2.11.1 Factores que afectan el diseño de una cementación.

Los principales factores que se deben tomar en cuenta para realizar un óptimo diseño de una cementación son:

- La configuración del pozo.
Profundidad, características de la TR, diámetro del pozo, accesorios de la TR.
- Parámetros ambientales.
Gradiente de fractura, presión de formación, temperatura, fluido de perforación.
- Características de la lechada.
Rendimiento, densidad, tiempo bombeable, control de filtrado, agua libre, aditivos, propiedades mecánicas.

2.11.2 Elementos para cementación en aguas profundas.

Aislamiento de zonas de flujo somero.

Cuando se perforan pozos en aguas profundas o ultraprofundas, el flujo de agua somera puede afectar la integridad hidráulica de las primeras etapas del pozo. Por lo que es necesario identificarlas y durante la cementación aislarlas con lechadas diseñadas para prevenir el flujo.

Para una lechada de llenado se considera la profundidad de las zonas problema, con la presión de poro y el gradiente de fractura. Mientras que una lechada de amarre se diseña para controlar el gas presente en las formaciones.



Otras técnicas convencionales son el uso lechadas espumadas donde el gas es el medio reductor de densidad con un tiempo de transición corto y que desarrolla rápidamente una alta resistencia a la compresión, por lo cual impide que el flujo de agua penetre el sello del cemento. Son convenientes puesto que son menos sensibles a la pérdida de presión hidrostática y en el caso de un diámetro irregular en el agujero, estas lechadas pueden expandirse y llenar el espacio anular. Sin embargo, su uso está condicionado a una fuente de gas (nitrógeno principalmente por ser inerte y de fácil acceso) y la adición de un surfactante para estabilizar la espuma

Prevención de desestabilización de hidratos.

Un flujo de gas puede ocurrir después de la cementación de un pozo en aguas profundas donde existen zonas de hidratos. Por lo que es importante conocer los factores que pueden ocasionar una desestabilización de hidratos e implementar soluciones que nos permitan prevenirlo, entre los que se tienen:

- Analizar el efecto de calor de hidratación de la lechada (depende de los componentes del cemento, cantidad y rendimiento) en la temperatura del espacio anular.
- Diseñar una lechada con bajo calor liberado durante su hidratación. El ejemplo más claro de liberación de calor durante el fraguado de la lechada será en la cementación de la tubería superficial, que en pozos de aguas profundas y ultraprofundas se asienta dentro de la tubería conductora de 36", por lo que la cantidad de lechada para el espacio anular es muy grande.

Cementación de tuberías intermedias.

Para la cementación en las primeras etapas intermedias de un pozo en aguas profundas, una técnica común es la introducción de una tubería de perforación, **fig. 2.77**, que selle con el equipo de flotación en el fondo de la tubería de revestimiento a cementar; con ello se presentan ciertas ventajas entre las que se encuentran: evitar el uso de tapones de cemento de gran diámetro, al bombear por una tubería de menor diámetro se reduce la contaminación del cemento por canalización, el cemento es descargado fuera de la tubería de revestimiento más rápido, disminuye la cantidad de cemento que se deberá perforar para continuar a la siguiente etapa y se reduce el tiempo de circulación de la lechada.

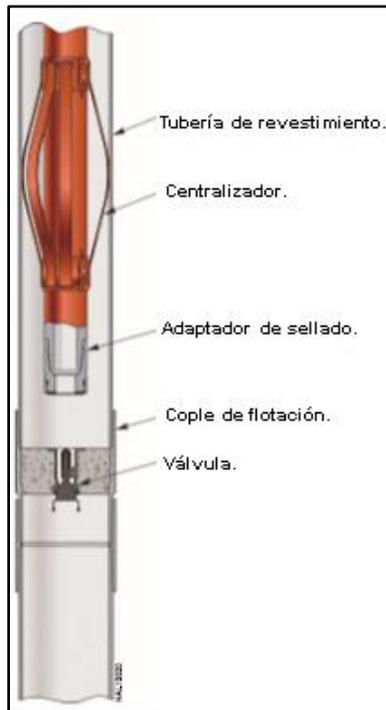


Figura. 2.77 Cople de flotación estándar. (Halliburton, 2006).

2.11.3 Procedimiento de cálculo para el diseño de una cementación primaria.

- 1) Primero es necesario conocer el rendimiento de una lechada de cemento. El rendimiento se refiere al volumen total que rinde un saco de cemento al mezclarlo con el agua y sus aditivos, por lo que es necesario conocer las clases de cemento, (**tabla 2.33**).

$$R_C = V_a + V_s \quad 2.121$$

Donde:

R_C : Es el rendimiento del cemento, (lt/sc).

V_a : Es el volumen de agua requerido por saco de cemento, (lt/sc).

$$V_a = \frac{P - (V_s * D)}{D - D_a} \quad 2.122$$

V_s : Es el volumen de un saco de cemento, (lt/sc).

$$V_s = P / D_c \quad 2.123$$

N_s : Es el número de sacos de cemento, (sc).

$$N_s = V / R_C \quad 2.124$$

V : Es el volumen total de lechada, (lt).

D_a : Es la densidad del agua, (gr/cc).

D : Es la densidad de la lechada, (gr/cc).

D_c : Es la densidad del cemento, 3.15 (gr/cc).

P : Es el peso de un saco de cemento, 50 (kg).



Tabla 2.30 Rendimiento por clases de cemento.

Clase	Agua para mezcla (lt/sc)	Densidad de lechada (gr/cc)	Rendimiento (lt/sc)
A	23.03	1.88	39
B	23.03	1.88	39
C	27.09	1.8	43
D	19.04	1.98	34.86
E	19.04	1.98	34.86
F	19.04	1.98	34.86
G-H	22.14	1.9	38

Nota. Recuperado de (PEMEX, *Un siglo de la perforación en México*, S/N).

La densidad de la lechada se considera tomando en cuenta la presión de poro y la presión de fractura. Dicha densidad debe ser mayor que la del lodo de perforación.

- 2) Calculamos el volumen de bache lavador y espaciador que necesitaremos antes de iniciar la cementación.

- Cuando la capacidad de la TR es mayor.

$$V_{Bache} = Cap TR * L = 0.5067(d^2) * L \quad \mathbf{2.125}$$

Donde:

V_{Bache} : Volumen del bache, (lt).

$Cap TR$: Capacidad de la TR, (lt/m).

d : Diámetro interior de la TR, (in).

L : Longitud a cubrir por el bache, por lo general 150 (m).

- Cuando la capacidad del espacio anular es mayor.

$$V_{Bache} = Cap EA * L = 0.5067(D_{Ag}^2 - D_{TR}^2) * L \quad \mathbf{2.126}$$

Donde:

V_{Bache} : Volumen del bache, (lt).

$Cap EA$: Capacidad del espacio anular, (lt/m).

D_{Ag} : Diámetro del agujero, (in).

D_{TR} : Diámetro exterior de la TR, (in).

L : Longitud a cubrir por el bache, por lo general 150 (m).



- 3) Calculamos el volumen de cemento dentro de la TP.

$$V_{TP} = Cap TP * L = 0.5067(d^2) * L \quad \mathbf{2.127}$$

Donde:

V_{TP} : Volumen dentro de la TP, (lt).

$Cap TP$: Capacidad de la TP, (lt/m).

d : Diámetro interior de la TP, (in).

L : Longitud de la TP desde la plataforma hasta el fondo marino, (m).

- 4) Calculamos el volumen de cemento en el espacio anular.

$$V_{an} = Cap EA * L = 0.5067(D^2 - d^2) * L \quad \mathbf{2.128}$$

Donde:

V_{an} : Volumen anular, (lt).

$Cap EA$: Capacidad del espacio anular, (lt/m).

D : Diámetro del agujero, (in).

d : Diámetro exterior de la TR, (in).

L : Longitud del espacio anular por cubrir, (m).

- 5) Calcular el volumen de cemento entre cople y zapata.

$$V_{cz} = Cap TR * L = 0.5067(d^2) * L \quad \mathbf{2.129}$$

Donde:

V_{cz} : Volumen entre cople y zapata, (lt).

$Cap TR$: Capacidad de la tubería de revestimiento, (lt/m).

d : Diámetro interior de la TR, (in).

L : Distancia entre cople y zapata, (m).

- 6) (Solo para liner). Calcular el volumen de cemento en el traslape y en la boca de liner.

$$V_{traslape} = 0.5067(D^2 - d^2) * L \quad \mathbf{2.130}$$

Donde:

$V_{traslape}$: Volumen de cemento en el traslape, (lt).

D : Diámetro interior de la TR anterior, (in).

d : Diámetro exterior de la TR en la etapa que se está cementando (in).

L : Espesor de cemento que ocupa el traslape, (m).

$$V_{BL} = Cap Liner * L = 0.5067(d^2) * L \quad \mathbf{2.131}$$

V_{BL} : Volumen de cemento en la boca del liner, (lt).

$Cap Liner$: Capacidad del liner, (lt/m).

d : Diámetro interior del liner, (in).

L : Espesor del cemento en la boca del liner (m).



- 7) (Solo para el uso de ampliadores). Calcular el volumen de cemento en la buchaca.

$$V_{bc} = Cap\ Ag * L = 0.5067 * (D_{bc}^2) * L \quad \mathbf{2.132}$$

Donde:

V_{bc} : Volumen de cemento en la buchaca, lt.

$Cap\ Ag$: Capacidad del agujero de la buchaca, (lt/m).

D_{bc} : Diámetro de la buchaca, (in).

L : Longitud de la buchaca, por lo general 10 (m).

- 8) Obtenemos el volumen total de cemento.

$$V_{tot}(lt) = V_{an} + V_{cz} + V_{trastape} + V_{BL} + V_{bu} \quad \mathbf{2.133}$$

Nota: El volumen total de cemento considera todos los términos, pero depende de la etapa que se esté cementando.

- 9) Determinamos la cantidad de cemento a ocupar, en toneladas.

$$0.001 * \frac{V_{Tot\ cemento}}{R_C} * 50Kg = Toneladas \quad \mathbf{2.134}$$

Donde:

R_C : Rendimiento del cemento, (lt/saco).

- 10) Volumen de agua requerida para la mezcla total del cemento.

$$V_{agua} = 0.001 * \frac{V_{Tot\ cemento}}{R_C} * VA \quad \mathbf{2.135}$$

Donde:

V_{agua} : Volumen de agua total para la lechada, (m³).

V_{totc} : Volumen total de cemento, (lt).

R_C : Rendimiento del cemento, (lt/saco).

VA : Volumen de agua por saco de cemento, (lt/saco).

Ejercicio de aplicación.

Continuando con el ejercicio del pozo marino analizado en capítulos de diseño de tuberías, determinamos el volumen de cemento total a utilizar durante la cementación primaria, para esto se presenta en la siguiente página el estado mecánico del pozo ya cementado, **fig. 2.78**, e información sobre las lechadas usadas en cada etapa (**tabla 2.34**).

Posteriormente se elabora el procedimiento de cálculo para la cementación por etapas del pozo.

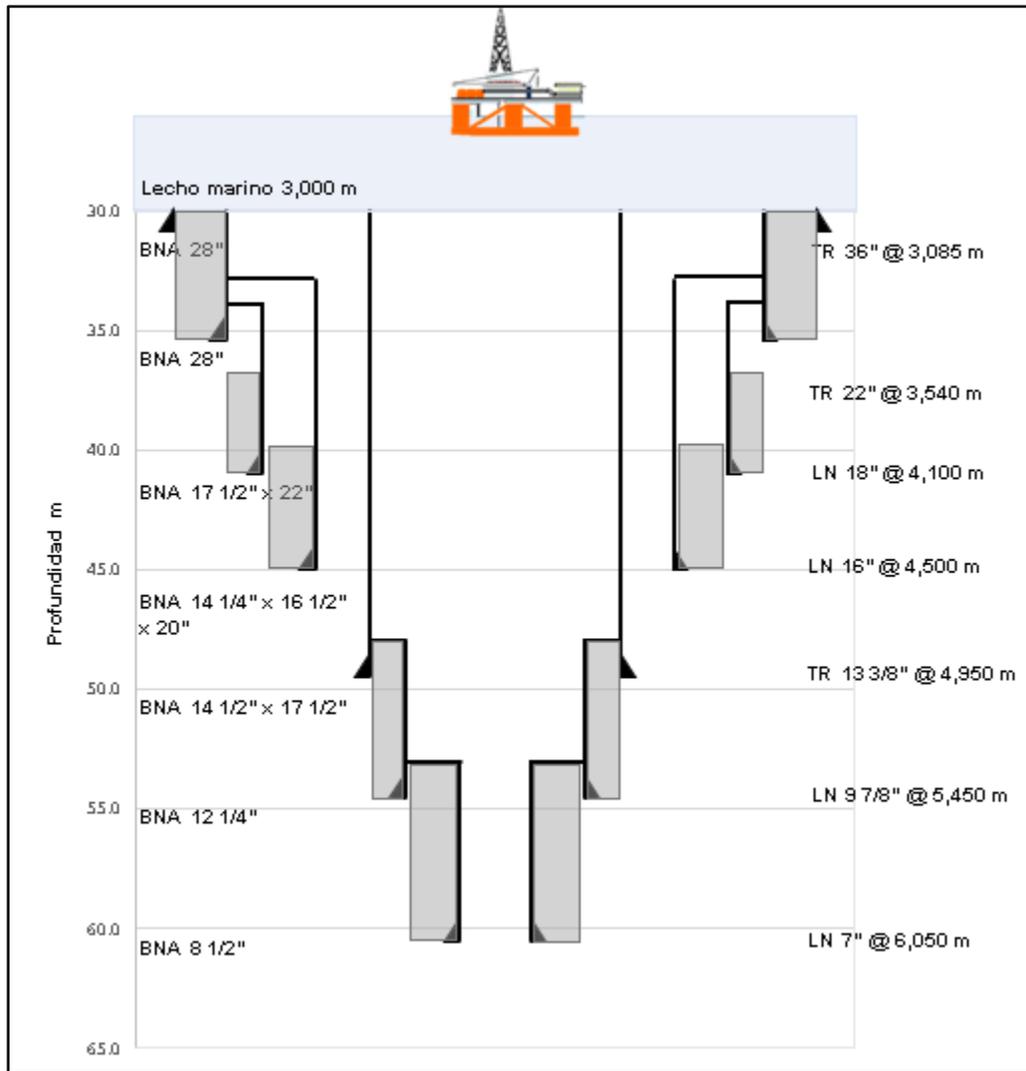


Figura. 2.78 Estado mecánico para el pozo ya cementado del ejercicio de aplicación. Generado con Excel 2016. (José y Ovando, 2019).



Tabla 2.31 Información de las lechadas de cemento utilizadas en el pozo de aplicación.

Etapa	Profundidad (mv)	Densidad de lechadas (gr/cc)	Cima del cemento (mv)	Base del cemento (mv)	Observaciones
TR 22"	3,540	1.65	3,000	3,300	Lechada de llenado
		1.9	3,300	3,540	Lechada de amarre
TR 18"	4,100	1.9	3,800	4,100	Lechada única con controlador de gas
TR 16"	4,500	1.9	4,100	4,500	Lechada única con controlador de gas
TR 13 3/8"	4,950	1.55	4,450	4,750	Lechada de llenado
		1.95	4,750	4,950	Lechada de amarre
TR 9 7/8"	5,450	1.55	4,800	5,200	Lechada de llenado
		1.9	5,200	5,450	Lechada de amarre
TR 7"	6,050	1.55	5,300	5,800	Lechada de llenado
		1.9	5,800	6,050	Lechada de amarre

Nota. (José y Ovando, 2019).

Resumen de cementación por etapas.

Procedimiento para el cálculo de volumen de cemento:

- I. Para el pozo se supone el uso de un cemento tipo H, con rendimiento de **38 (lt/saco)**.
- II. Calculamos los volúmenes de baches, cemento y de desplazamiento necesarios para cada etapa de construcción del pozo.

Segunda Etapa TR 22 in - $D_{\text{agujero}} = 28$ in (Técnica inner string).

Diámetro TR (in)	Profundidad (mv)	Densidad de lechadas (gr/cc)	Cima de cemento (mv)	Base de cemento (mv)	Gasto de desplazamiento (bpm)	Densidad equivalente de circulación máxima en el fondo (gr/cc)
22	3,540	1.65	3,000	3,300	6 - 3	1.127
		1.90	3,300	3,540		

Datos para el diseño					
Profundidad	3,540	mv	Densidad de fluido	1.05	gr/cc
Diámetro del agujero	28	in	Tipo de fluido	Bentonítico	
Exceso	150	%	Temp. fondo	19	°C
Cima del cemento	3,000	mv	Temp. circulante	14	°C

		Lechada de llenado (1.65 gr/cc)	Lechada de amarre (1.90 gr/cc)
	Cantidad de cemento (Ton)	60	56
	Volumen de lechada (m ³)	45.60	42.56
	Fluido de mezcla (m ³)	26.57	24.80
	Tirante por cubrir (m)	300	240
	Agua de mezcla (lt/sc)	22.14	22.14
	Rendimiento (lt/sc)	38	38
	Tiempo bombeable (hrs)	8:00-8:30	4:30-5:00

Baches programados			
Tipo	Densidad (gr/cc)	Volumen (m ³)	Observaciones
Bache lavador	1.6	30.40	Para fluido base agua y trazador.
Bache espaciador			

Procedimiento de cálculo:

a) Obtenemos el volumen de los baches lavador y espaciador.

$$Cap TR = 0.5067(d^2) = 0.5067(20^2) = 202.68 \text{ lt/m}$$

$$Cap EA = 0.5067(D_{Ag}^2 - D_{TR}^2) = 0.5067(28^2 - 22^2) = 152.01 \text{ lt/m}$$

Como $Cap TR > Cap EA$, entonces el volumen para los baches será:

$$V_{Bache} = Cap TR * L = 202.68 * 150 = 30,402 \text{ lt} = 30.40 \text{ m}^3$$

b) Calculamos el volumen de cemento para la etapa superficial.

Volumen en la TP 5 7/8"

$$V_{TP} = Cap TP * L = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{TP} = 0.5067(5.045^2) * 3,510 = 45,266.86 \text{ lt}$$

Volumen del espacio anular.

$$V_{an} = 0.5067(D^2 - d^2) * L$$

$$V_{an} = 0.5067(28^2 - 22^2) * 540 = 82,085.40 \text{ lt}$$

Volumen entre cople y zapata.

$$V_{CZ} = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{CZ} = 0.5067(20^2) * 30 = 6,080.40 \text{ lt}$$

Volumen total de cemento para la segunda etapa.

$$V_{tot 1} = V_{TP} + V_{an} + V_{CZ} = 45,266.86 + 82,085.40 + 6,080.40 = 133,432.66 \text{ lt}$$

Tercera Etapa LN 18 in - $D_{agujero} = 22$ in (Técnica inner string).

Diámetro LN (in)	Profundidad (mv)	Densidad de lechadas (gr/cc)	Cima de cemento (mv)	Base de cemento (mv)	Gasto de desplazamiento (bpm)	Densidad equivalente de circulación máxima en el fondo (gr/cc)
18	4,100	1.9	3,800	4,100	6- 4 - 2	1.151

Datos para el diseño					
Profundidad	4,100	mv	Densidad de fluido	1.15	gr/cc
Diámetro del agujero	22	in	Tipo de fluido	Sintético	
Exceso	30	%	Temp. fondo	35	°C
Cima del cemento	3,800	mv	Temp. circulante	27	°C

	Lechada única (1.9 gr/cc)	
	Cantidad de cemento (Ton)	39.57
	Volumen de lechada (m³)	30.07
	Fluido de mezcla (m³)	17.52
	Tirante por cubrir (m)	300
	Agua de mezcla (lt/sc)	22.14
	Rendimiento (lt/sc)	38
	Tiempo bombeable (hrs)	5:00-5:30



Baches programados			
Tipo	Densidad (gr/cc)	Volumen (m ³)	Observaciones
Bache lavador	1.15	21.01	Compatible con fluido de control (base sintético).
Bache espaciador			

Procedimiento de cálculo:

a) Obtenemos el volumen de los baches lavador y espaciador.

$$Cap TR = 0.5067(d^2) = 0.5067(16.625^2) = 140.05 \text{ lt/m}$$

$$Cap EA = 0.5067(D_{Ag}^2 - D_{TR}^2) = 0.5067(22^2 - 18^2) = 81.07 \text{ lt/m}$$

Como $Cap TR > Cap EA$, entonces el volumen para el bache lavador y espaciador será:

$$V_{Bache} = Cap TR * L = 140.047 * 150 = 21,007.05 \text{ lt} = 21.01 \text{ m}^3$$

b) Calculamos el volumen de cemento para la etapa intermedia TR 18".

Volumen en la TP 5 7/8"

$$V_{TP} = Cap TP * L = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{TP} = 0.5067(5.045^2) * 4,070 = 52,489 \text{ lt}$$

Volumen del espacio anular.

$$V_{an} = 0.5067(D^2 - d^2) * L$$

$$V_{an} = 0.5067(22^2 - 18^2) * 300 = 24,321.60 \text{ lt}$$

Volumen entre cople y zapata.

$$V_{cz} = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{cz} = 0.5067(16.625^2) * 30 = 4,201.41 \text{ lt}$$

Volumen de buchaca.

$$V_{bu} = 0.5067 * (D_{bu}^2) * L$$

$$V_{bu} = 0.5067 * (17.5^2) * 10 = 1,551.77 \text{ lt}$$

Volumen total de cemento para la tercera etapa.

$$V_{tot 2} = V_{TP} + V_{an} + V_{cz} + V_{bu} = 52,489 + 24,321.60 + 4,201.41 + 1,551.77 \\ = 82,563.78 \text{ lt}$$

Cuarta Etapa LN 16 in - $D_{agujero} = 20$ in (Técnica inner string).

Diámetro LN (in)	Profundidad (mv)	Densidad de lechadas (gr/cc)	Cima de cemento (mv)	Base de cemento (mv)	Gasto de desplazamiento (bpm)	Densidad equivalente de circulación máxima en el fondo (gr/cc)
16	4,500	1.9	4,100	4,500	6- 4 - 3	1.317

Datos para el diseño					
Profundidad	4,500	mv	Densidad de fluido	1.25	gr/cc
Diámetro del agujero	20	in	Tipo de fluido	Sintético	
Exceso	30	%	Temp. fondo	59	°C
Cima del cemento	4,100	mv	Temp. circulante	43	°C

	Lechada única (1.9 gr/cc)		
	Cantidad de cemento (Ton)	45.93	
	Volumen de lechada (m ³)	34.91	
	Fluido de mezcla (m ³)	20.34	
	Tirante por cubrir (m)	400	
	Agua de mezcla (lt/sc)	22.14	
	Rendimiento (lt/sc)	38	
	Tiempo bombeable (hrs)	8:30-9:00	

Baches programados			
Tipo	Densidad (gr/cc)	Volumen (m ³)	Observaciones
Bache lavador	1.15	16.40	Compatible con fluido de control (base sintético).
Bache espaciador			



Procedimiento de cálculo:

a) Obtenemos el volumen de los baches lavador y espaciador.

$$Cap TR = 0.5067(d^2) = 0.5067(14.688^2) = 109.31 \text{ lt/m}$$

$$Cap EA = 0.5067(D_{Ag}^2 - D_{TR}^2) = 0.5067(20^2 - 16^2) = 72.96 \text{ lt/m}$$

Como $Cap TR > Cap EA$, entonces el volumen para el bache lavador y espaciador será:

$$V_{Bache} = Cap TR * L = 109.314 * 150 = 16,397.10 \text{ lt} = 16.40 \text{ m}^3$$

b) Calculamos el volumen de cemento para la etapa intermedia TR 16".

Volumen en la TP 5 7/8"

$$V_{TP} = Cap TP * L = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{TP} = 0.5067(5.045^2) * 4,470 = 57,647.54 \text{ lt}$$

Volumen del espacio anular.

$$V_{an} = 0.5067(D^2 - d^2) * L$$

$$V_{an} = 0.5067(20^2 - 16^2) * 400 = 29,185.92 \text{ lt}$$

Volumen entre cople y zapata.

$$V_{cz} = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{cz} = 0.5067(14.688^2) * 30 = 3,279.42 \text{ lt}$$

Volumen de buchaca.

$$V_{bu} = 0.5067 * (D_{bu}^2) * L$$

$$V_{bu} = [0.5067 * (16.5^2) * 10] + [0.5067 * (14.5^2) * 10] = 1,379.500 + 1,065.336 = 2,444.83 \text{ lt}$$

Volumen total de cemento.

$$V_{tot 3} = V_{TP} + V_{an} + V_{cz} + V_{bu} = 57,647.54 + 29,185.92 + 3,279.42 + 2,444.83 = 92,557.71 \text{ lt}$$

Quinta Etapa TR 13 3/8 in - $D_{agujero} = 17 \frac{1}{2}$ in.

Diámetro TR (in)	Profundidad (mv)	Densidad de lechadas (gr/cc)	Cima de cemento (mv)	Base de cemento (mv)	Gasto de desplazamiento (bpm)	Densidad equivalente de circulación máxima en el fondo (gr/cc)
13 3/8	4,950	1.55	4,400	4,750	7 - 5 - 3	1.422
		1.95	4,750	4,950		

Datos para el diseño					
Profundidad	4,950	mv	Densidad de fluido	1.34	gr/cc
Diámetro del agujero	17 1/2	in	Tipo de fluido	Sintético	
Exceso	30	%	Temp. fondo	73	°C
Cima del cemento	4,400	mv	Temp. circulante	60	°C

		Lechada de llenado (1.55 gr/cc)	Lechada de amarre (1.95 gr/cc)
	Cantidad de cemento (Ton)	25.47	21.43
	Volumen de lechada (m ³)	19.36	16.29
	Fluido de mezcla (m ³)	11.28	9.50
	Tirante por cubrir (m)	300	200
	Agua de mezcla (lt/sc)	22.14	22.14
	Rendimiento (lt/sc)	38	38
	Tiempo bombeable (hrs)	8:00-8:30	5:00-5:30

Baches programados			
Tipo	Densidad (gr/cc)	Volumen (m ³)	Observaciones
Bache lavador	1.35	11.60	Compatible con fluido de control (base sintético).
Bache espaciador			

Procedimiento de cálculo:

a) Obtenemos el volumen de los baches lavador y espaciador.

$$Cap TR = 0.5067(d^2) = 0.5067(12.347^2) = 77.24 \text{ lt/m}$$

$$Cap EA = 0.5067(D_{Ag}^2 - D_{TR}^2) = 0.5067(17.5^2 - 13.375^2) = 64.53 \text{ lt/m}$$

Como $Cap TR > Cap EA$, entonces el volumen para el bache lavador y espaciador será:

$$V_{Bache} = Cap TR * L = 77.245 * 150 = 11,586.75 \text{ lt} = 11.60 \text{ m}^3$$



b) Calculamos el volumen de cemento para la etapa intermedia TR 13 3/8".
Volumen en la TP 5 7/8"

$$V_{TP} = Cap TP * L = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{TP} = 0.5067(5.045^2) * 3,000 = 38,689.62 \text{ lt}$$

Volumen del espacio anular.

$$V_{an} = 0.5067(D^2 - d^2) * L$$

$$V_{an} = 0.5067(17.5^2 - 13.375^2) * 500 = 32,266.50 \text{ lt}$$

Volumen entre cople y zapata.

$$V_{cz} = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{cz} = 0.5067(12.347^2) * 30 = 2,317.37 \text{ lt}$$

Volumen de buchaca.

$$V_{bu} = 0.5067 * (D_{bu}^2) * L$$

$$V_{bu} = 0.5067 * (14.5^2) * 10 = 1,065.33 \text{ lt}$$

Volumen total de cemento.

$$V_{tot 4} = V_{TP} + V_{an} + V_{cz} + V_{bu} = 38,689.62 + 32,266.50 + 2,317.37 + 1,065.33 = 74,338.82 \text{ lt}$$

Sexta Etapa LN 9 7/8 in - $D_{agujero} = 12 1/4$ in.

Diámetro TR (in)	Profundidad (mv)	Densidad de lechadas (gr/cc)	Cima de cemento (mv)	Base de cemento (mv)	Gasto de desplazamiento (bpm)	Densidad equivalente de circulación máxima en el fondo (gr/cc)
9 7/8	5,450	1.55	4,800	5,200	6 - 5 - 3	1.432
		1.90	5,200	5,450		

Datos para el diseño					
Profundidad	5,450	mv	Densidad de fluido	1.44	gr/cc
Diámetro del agujero	12 1/4	in	Tipo de fluido	Sintético	
Exceso	30	%	Temp. fondo	88	°C
Cima del cemento	4,800	mv	Temp. circulante	74	°C

		Lechada de llenado (1.55 gr/cc)	Lechada de amarre (1.90 gr/cc)
	Cantidad de cemento (Ton)	21.30	13.54
	Volumen de lechada (m ³)	16.18	10.29
	Fluido de mezcla (m ³)	9.43	6.00
	Tirante por cubrir (m)	400	250
	Agua de mezcla (lt/sc)	22.14	22.14
	Rendimiento (lt/sc)	38	38
	Tiempo bombeable (hrs)	8:00-8:30	4:30-5:00

Baches programados			
Tipo	Densidad (gr/cc)	Volumen (m ³)	Observaciones
Bache lavador	1.43	5.653	Compatible con fluido de control (base sintético).
Bache espaciador			

Procedimiento de cálculo:

a) Obtenemos el volumen de los baches lavador y espaciador.

$$Cap TR = 0.5067(d^2) = 0.5067(8.625^2) = 37.69 \text{ lt/m}$$

$$Cap EA = 0.5067(D_{Ag}^2 - D_{TR}^2) = 0.5067(12.25^2 - 9.875^2) = 26.62 \text{ lt/m}$$

Como $Cap TR > Cap EA$, entonces el volumen para el bache lavador y espaciador será:

$$V_{Bache} = Cap TR * L = 37.693 * 150 = 5,653.95 \text{ lt} = 5.65 \text{ m}^3$$

b) Calculamos el volumen de cemento para la etapa de explotación TR 9 5/8".

Volumen en la TP 5 7/8"

$$V_{TP} = Cap TP * L = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{TP} = 0.5067(5.045^2) * 4,800 = 61,903.40 \text{ lt}$$

Volumen del espacio anular.

$$V_{an} = 0.5067(D^2 - d^2) * L$$

$$V_{an} = 0.5067(12.25^2 - 9.625^2) * 650 = 18,912.18 \text{ lt}$$



Volumen entre cople y zapata.

$$V_{CZ} = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{CZ} = 0.5067(8.625^2) * 30 = 1,130.81 \text{ lt}$$

Volumen del traslape.

$$V_{traslape} = 0.5067(D^2 - d^2) * L$$

$$V_{traslape} = 0.5067(12.347^2 - 9.625^2) * 150 = 4,545.70 \text{ lt}$$

Volumen de boca de liner.

$$V_{BL} = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{BL} = 0.5067(8.625^2) * 50 = 1,884.70 \text{ lt}$$

Volumen total de cemento.

$$V_{tot 5} = V_{TP} + V_{an} + V_{CZ} + V_{traslape} + V_{BL}$$

$$= 61,903.40 + 18,912.18 + 1,130.81 + 4,545.70 + 1,884.70 = 88,376.80 \text{ lt}$$

Séptima Etapa LN 7in - $D_{agujero} = 8 \frac{1}{2}$ in.

Diámetro TR (in)	Profundidad (mv)	Densidad de lechadas (gr/cc)	Cima de cemento (mv)	Base de cemento (mv)	Gasto de desplazamiento (bpm)	Densidad equivalente de circulación máxima en el fondo (gr/cc)
7	6,050	1.55	5,300	5,800	6 - 4 - 3	1.583
		1.90	5,800	6,050		

Datos para el diseño					
Profundidad	6,050	mv	Densidad de fluido	1.5	gr/cc
Diámetro del agujero	8 1/2	in	Tipo de fluido	Sintético	
Exceso	30	%	Temp. fondo	96	°C
Cima del cemento	5,300	mv	Temp. circulante	65	°C

		Lechada de llenado (1.55 gr/cc)	Lechada de amarre (1.90 gr/cc)
	Cantidad de cemento (Ton)	10.30	6.00
	Volumen de lechada (m ³)	7.82	4.54
	Fluido de mezcla (m ³)	4.55	2.64
	Tirante por cubrir (m)	500	250
	Agua de mezcla (lt/sc)	22.14	22.14
	Rendimiento (lt/sc)	38	38
	Tiempo bombeable (hrs)	8:00-8:30	3:00-3:30

Baches programados			
Tipo	Densidad (gr/cc)	Volumen (m ³)	Observaciones
Bache lavador	1.50	3.00	Compatible con fluido de control (base sintético).
Bache espaciador			

Procedimiento de cálculo:

a) Obtenemos el volumen de los baches lavador y espaciador.

$$Cap TR = 0.5067(d^2) = 0.5067(6.276^2) = 19.96 \text{ lt/m}$$

$$Cap EA = 0.5067(D_{Ag}^2 - D_{TR}^2) = 0.5067(8.5^2 - 7^2) = 11.80 \text{ lt/m}$$

Como $Cap TR > Cap EA$, entonces el volumen para el bache lavador y espaciador será:

$$V_{Bache} = Cap TR * L = 19.958 * 150 = 2,993.70 \text{ lt} = 3 \text{ m}^3$$

b) Calculamos el volumen de cemento para la etapa de explotación TR 7 5/8".

Volumen en la TP 5 7/8"

$$V_{TP} = Cap TP * L = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{TP} = 0.5067(5.045^2) * 5,300 = 68,351.67 \text{ lt}$$



Volumen del espacio anular.

$$V_{an} = 0.5067(D^2 - d^2) * L$$

$$V_{an} = 0.5067(8.5^2 - 7^2) * 750 = 8,835.60 \text{ lt}$$

Volumen entre cople y zapata.

$$V_{cz} = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{cz} = 0.5067(6.276^2) * 30 = 598.74 \text{ lt}$$

Volumen del traslape.

$$V_{traslape} = 0.5067(D^2 - d^2) * L$$

$$V_{traslape} = 0.5067(8.625^2 - 7^2) * 150 = 1,929.81 \text{ lt}$$

Volumen de boca de liner.

$$V_{BL} = 0.5067(d^2) * L$$

$$V_{BL} = 0.5067(6.276^2) * 50 = 998.00 \text{ lt}$$

Volumen total de cemento.

$$V_{tot 6} = V_{TP} + V_{an} + V_{cz} + V_{traslape} + V_{BL}$$

$$= 68,351.67 + 8,835.60 + 598.74 + 1,929.81 + 998.00 = 80,713.82 \text{ lt}$$

Volumen de cemento para la construcción del pozo.

Volumen total de cemento	552,000 lt	726 Ton
Volumen total de agua	322 m ³	

Procedimiento de cálculo:

- I. Obtenemos el volumen total de cemento para el pozo.

$$V_{Tot \text{ cemento}} = V_{tot 1} + V_{tot 2} + V_{tot 3} + V_{tot 4} + V_{tot 5} + V_{tot 6}$$

$$= 133,432.66 \text{ lt} + 82,563.78 \text{ lt} + 92,557.71 \text{ lt} + 74,338.82 \text{ lt}$$

$$+ 88,376.80 \text{ lt} + 80,713.82 \text{ lt} = 551,983.60 \text{ lt}$$

- II. El volumen total de cemento H en toneladas.

$$0.001 * \frac{V_{Tot \text{ cemento}}}{R_C} * 50Kg = 0.001 * \frac{551,983.646 \text{ lt}}{38 \frac{\text{lt}}{\text{saco}}} * 50Kg = 726.30 \text{ Ton}$$

- III. El volumen total de agua para la mezcla de cemento H ($A = 22.14 \text{ lt/saco}$).

$$V_{agua} = 0.001 * \frac{V_{Tot \text{ cemento}}}{R_C} * VA = 0.001 * \frac{551,983.646 \text{ lt}}{38 \frac{\text{lt}}{\text{saco}}} * 22.14 \frac{\text{lt}}{\text{saco}} = 321.60 \text{ m}^3$$

Al finalizar los cálculos de cementación podemos observar que será necesario de **726 toneladas de cemento**, y se requiere de **322 metros cúbicos de agua**, para la mezcla de cemento.



Capítulo 3. Operaciones en aguas profundas y ultraprofundas.

3.1 Jetteo.

La tubería conductora es la base durante la construcción de pozos en aguas profundas y ultra profundas, por lo que su asentamiento es fundamental para las siguientes etapas de perforación.

Por definición la tubería conductora proporciona estructura y soporte para todas las demás tuberías, el cabezal submarino y el conjunto de BOP's. Pero también debe ser capaz de resistir las cargas de momento de flexión impuestas por la unidad móvil de perforación y por las futuras operaciones de reacondicionamiento. De ahí la importancia para instalarse de forma vertical con menos de 2° de inclinación.

En la necesidad de asentar una tubería de gran diámetro, es por lo que fue necesario desarrollar una nueva técnica, dado que en pozos terrestres la primera tubería es hincada (martillada) en el sedimento consolidado. Para pozos de aguas profundas y ultraprofundas se ocupa el jetteo, puesto que tenemos una tirante de agua y por lo general formaciones de sedimento poco consolidado fácil de erosionar.

El jetteo es una técnica de asentamiento para la tubería conductora que se logra perforando y erosionando la formación, mediante el uso de un chorro de agua, permitiendo posicionar el cabezal submarino de baja presión en el lecho marino, eliminando el requerimiento de efectuar operaciones de cementación.

La operación de jetteo se remota a las primeras plataformas flotantes utilizadas en el Golfo de México de EE. UU., en la década de 1960. El uso de la técnica se ha convertido en el método preferido de instalación en la mayoría de los entornos de aguas profundas. Sin embargo, algunas cuencas de aguas profundas y ultraprofundas presentan cantos rodados o zonas de sedimentos más duros donde, la técnica de jetteo resulta no ser eficaz.

Estudios sobre los parámetros de perforación con el análisis de mecánica de suelos, son herramientas clave para diseñar la operación de jetteo, sin embargo, muchas veces no se tienen por lo que se usan datos regionales de resistencia del suelo para una cuenca específica o datos de perforación del suelo de un campo cercano.

3.1.1 Ensamble y operación de jetteo.

El ensamble de inyección básico consta de una barrena, un motor de fondo y otros componentes dentro de la tubería superficial que se unen al cabezal submarino de baja presión, **fig. 3.1**.

A medida que la tubería penetra en los sedimentos, la circulación se utiliza para proporcionar un lavado hidráulico y rotación de barrena a través del motor de fondo.

El agujero perforado es más pequeño que el diámetro exterior de la tubería conductora, y lo que se pretende es ir presionando la tubería en el agujero para que por medio de su propio peso afloje los sedimentos.

Los sedimentos que se han aflojado hidráulicamente viajan por el espacio anular entre la tubería conductora y la sarta de perforación hasta la cima y salen por los puertos del cabezal de baja presión.

La tubería conductora y el grosor de pared se eligen en función de la capacidad de momento de flexión y el programa de revestimiento del pozo. Entre más gruesa sea la pared de la tubería proporciona mayor capacidad de momento de flexión y un mayor peso para aplicar en la introducción de esta.

El uso de la herramienta Drill Ahead permite continuar perforando la siguiente etapa sin necesidad de realizar un viaje para el cambio de sarta.

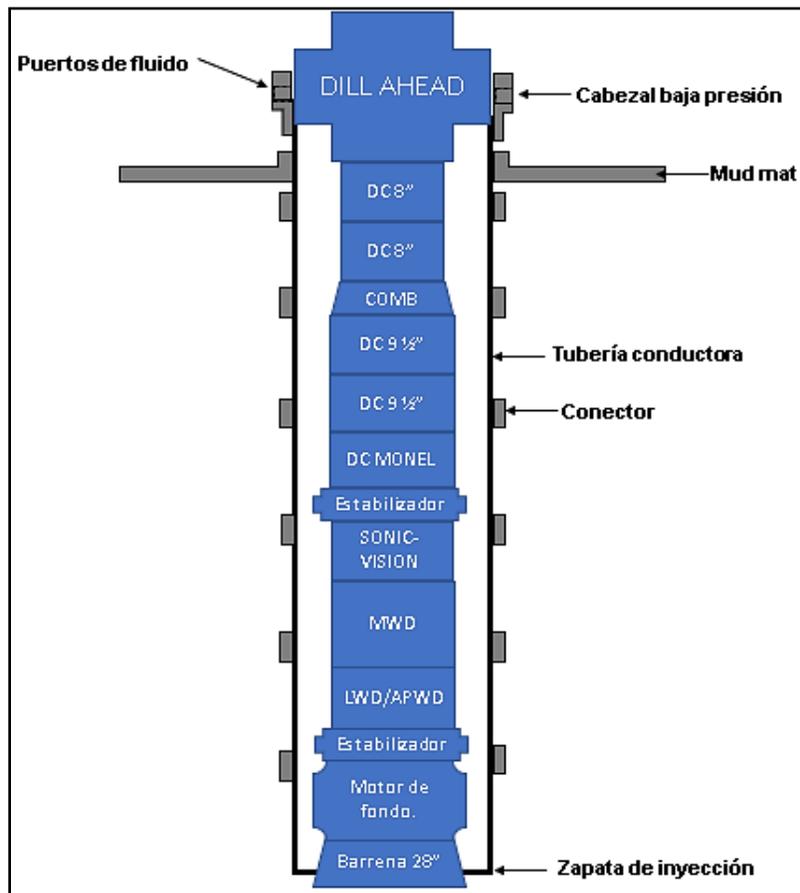


Figura. 3.1 Configuración típica para una sarta de Jetteo. (José, 2017).



3.1.2 Elementos fundamentales en el jetteo.

Configuración del BHA y sarta de perforación.

El arreglo de fondo (BHA) está integrado por: la barrena, motor de fondo, los lastrabarrenas y telemetría; mientras que en superficie tenemos el drill ahead.

Existen dos configuraciones en las cuales la barrena se puede posicionar dentro de la tubería de revestimiento para evitar alta erosión alrededor de la misma o posicionar la barrena fuera de la tubería para permitir perforar cualquier sedimento. Una barrena de mayor tamaño en relación con el diámetro interno de la tubería conductora resulta en una mayor tasa de éxito de inyección.

La sarta de perforación utilizada en el jetteo debe seleccionarse considerando las cargas de compresión. Puesto que se busca una adherencia controlada donde la tubería pueda ser asentada rápidamente al alcanzar su profundidad total; y en el caso de presentarse una carga de compresión en la sarta, la tubería de revestimiento podría quedar atascada.

Profundidad de asentamiento para la tubería de revestimiento.

La profundidad de asentamiento para una tubería conductora por medio de jetteo se ve afectada por la carga axial sobre la misma, compuesta de cuatro partes: peso de la propia tubería, presión del fondo, peso de la sarta de perforación y la fricción de la pared durante la introducción de la tubería.

Parámetros operacionales.

Durante el proceso de inyección la sarta de perforación y la tubería no giran; entonces los parámetros a monitorear durante la operación se limitan al peso de holgura (WOB), reciprocidad de la sarta, la velocidad de bombeo y los barridos.

Peso sobre barrena (WOB).

Es la cantidad de peso transferido desde la plataforma a la formación en cualquier periodo de tiempo. Un bajo WOB puede detener el avance hacia delante originando una erosión externa en un solo intervalo, mientras que un alto WOB puede originar una pegadura de la tubería de revestimiento. Por lo que se busca un WOB igual o cercano al peso flotado de la tubería más el peso del BHA.

El peso flotado de la tubería se ve afectado por el peso de fluido dentro del agujero, dentro de la tubería y dentro de la sarta. Por lo que un peso recomendado para un perfil de carga sobre la barrena contra la profundidad es tal que la reciprocación comienza cuando el WOB alcance la mitad de su máximo valor esperado a la profundidad total, **fig. 3.2**.

El peso sobre la barrena a altas velocidades de perforación genera un lento acarreo de recortes y por lo tanto se incrementa la fricción entre la pared del agujero y la tubería. Si por el contrario el peso sobre la barrena es menor y la velocidad de perforación es más lenta, se tendrá un acarreo de recortes lento y por ende el proceso llevará un largo periodo de tiempo.

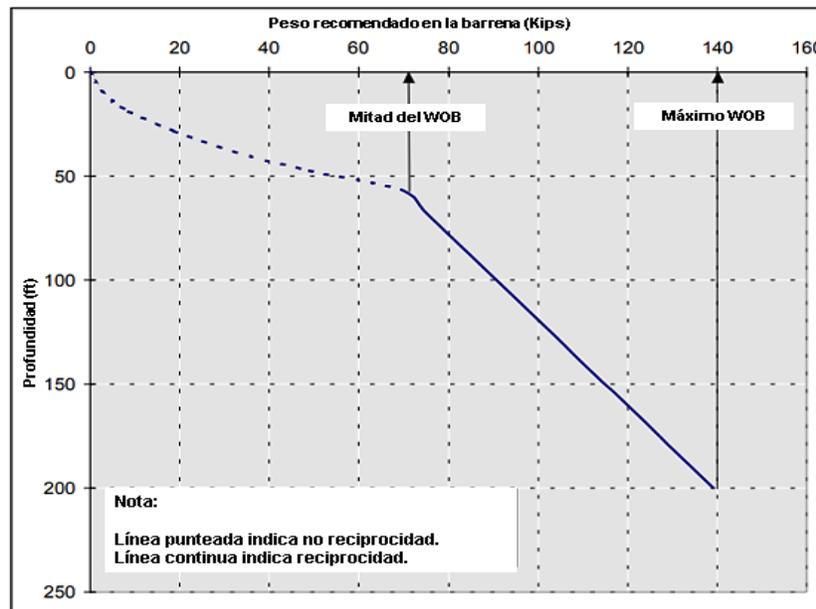


Figura. 3.2 Ejemplo de perfil de WOB para el Jetteo. (Jeanjean, 2002).

Gasto de bombeo.

Juega un papel clave en el jetteo, dado que hasta dos tercios de la formación erosionada se suelta hidráulicamente por chorro de agua. Todos los recortes (perforados o erosionados) se eliminan de la tubería a través de la circulación del fluido. De ahí que la velocidad de la bomba sea fundamental para eliminar los recortes y mantener limpio, evitando que se acumulen en el fondo de la tubería. Generalmente la velocidad de bombeo aumenta con la profundidad hasta alcanzar una tasa de flujo máxima planificada.

Baches viscosos.

Debido a que el fluido de perforación utilizado en el jetteo es agua de mar, la cual tiene una capacidad baja en el transporte de recortes. Se utilizan los baches viscosos para mejorar la limpieza del agujero y barrer los recortes; están compuestos de agua de mar con goma o bentonita prehidratada. Los baches están presentes durante todo el proceso de jetteo; en el inicio de la operación proporcionan limpieza del agujero para bajos gastos de bombeo y a medida que aumentan ayudan a eliminar los recortes de la formación más grandes.

Reciprocidad.

La reciprocidad se refiere al movimiento vertical de la sarta de perforación que tiene lugar a medida que se comienza a llenar el agujero y se presenta la fricción en la pared de la tubería, mediante un tirón con su propio peso para avanzar hacia delante. Reduce el nivel de resistencia por la pared de la tubería y transfiere el peso de esta al fondo.



3.1.3 Programa operativo y condiciones de operación.

1. Ajustar el arreglo de tal forma que la barrena de 28" quede por fuera de la TR de 36" +/- 20 cm, (tabla 3.1 y 3.2).

Tabla 3.1 Distribución de la tubería conductora de 36", para el pozo de aplicación.

Distribución final de conductor de 36"			
Accesorios	OD (in)	ID (in)	Longitud (m)
Tramo 36", X-65, RL-2HCX, 726.42 lb/ft con Housing de 36" (6 puertos de circulación de 4 1/2" y mud mat latch.	36	32	14.25
Tramo 36", X-65, 726.42 lb/ft, RL-2HC.	36	32	12.83
Combinación tramo 36", X-56, 726.42 lb/ft, RL-2HCX x RL-4RB.	36	32	12.74
Tramo 36", X-56, RL-4RB, 552.60 lb/ft.		33	12.62
Tramo 36", X-56, RL-4RB, 552.60 lb/ft.	36	33	12.68
Tramo 36", X-56, RL-4RB, 552.60 lb/ft.	36	33	12.55
Jeting Joint 36", X-56, RL-4RB, 552.60 lb/ft.	36	33	9.73
Longitud total TR			87.40

Nota. Modificado de (José, 2017).

Tabla 3.2 Configuración de la sarta para jetteo, para el pozo de aplicación.

Distribución de la sarta de jetteo	Longitud (m)
DRILL AHEAD 36" (6 puertos de circulación de 3")	1.22
D.C. DE 8" x 6 5/8" REG	9.30
D.C. DE 8" x 6 5/8" REG	9.34
COMB. P)7 5/8" x C)6 5/8" REG	1.42
D.C. DE 9 1/2" x 7 5/8" REG	9.35
D.C. DE 9 1/2" x 7 5/8" REG	9.29
D.C. MONEL DE 9 1/2" x 7 5/8" REG	9.61
ESTAB. 9 1/2" x 28" 7 5/8"	2.88
SONIC VISION	7.34
MWD 9 1/2" x 7 5/8" REG	8.33
LWD/APWD 9 1/2" x 28" 7 5/8"	5.87
ESTAB. 9 1/2" x 28" 7 5/8"	2.92
MOTOR DE FONDO 9 5/8", CON CAMISA DE 27 3/4", C/VCP	10.06
BARRENA 28", 7 5/8" REG (3 Toberas)	0.65
Longitud total de sarta	87.60

Nota. Modificado de (José, 2017).

2. Cortar piñon de primer tramo de TR 36". Nota: El corte se realiza con un ligero biselado hacia adentro de +/- 45°, **fig. 3.3**.

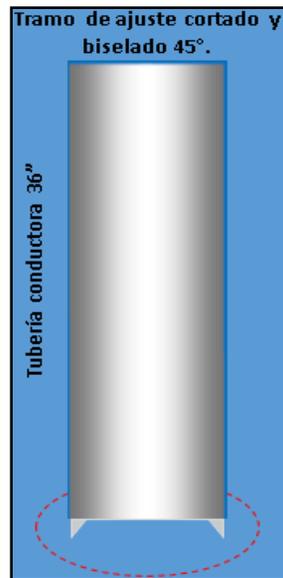


Figura. 3.3 Tramo de tubería biselado 45°. Recuperado de (José, 2017).

3. Pintar el primer tramo de TR 36" franjas cada metro, numeradas del fondo hacia arriba, con el propósito de visualizar con el ROV la entrada de la tubería a la zona oscura, **fig. 3.4b**.

Nota: Pintar franjas cada 10 o 5 cm, para visualizar en caso de quedar la barrena por dentro de la TR en el ajuste, **fig. 3.4a**.

4. Pintar desde la cima del cabezal de baja presión (housing 36") hacia abajo franjas cada metro, numeradas con el propósito de visualizar con el ROV la distancia de la cima del cabezal al lecho marino, **fig. 3.4c**.

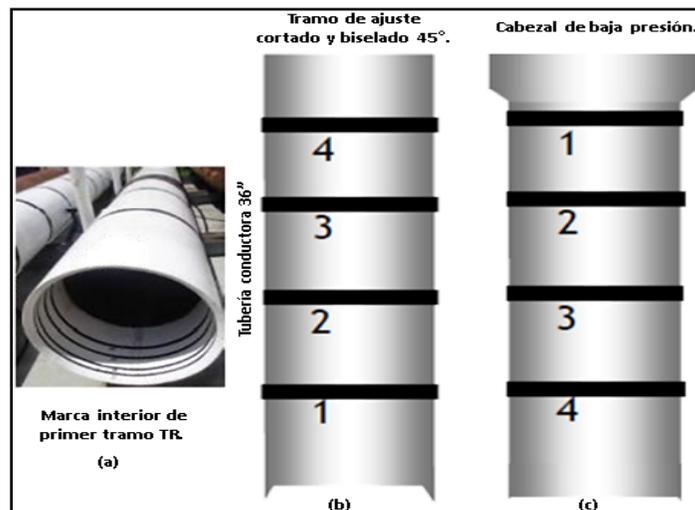


Figura. 3.4 Marcas de la tubería conductora para monitoreo. (José, 2017).

5. Maniobrar para introducir la tubería en el mud mat, **fig. 3.5**.



Figura. 3.5 Introducción del primer tramo de TR en el mud mat. (Ramírez, 2005).

6. Armar tubería conductora de 36" según la distribución.

Primero la tubería se ensambla con el cabezal de baja presión, después el drill ahead se acopla en el housing de 36", **fig. 3.6**.

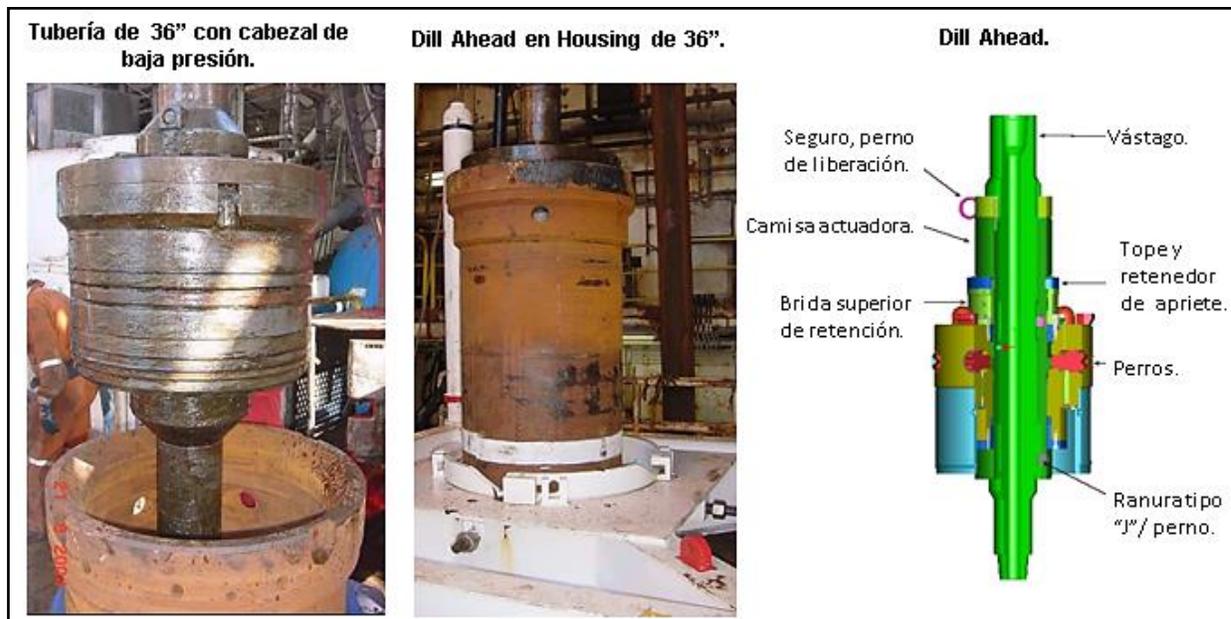


Figura. 3.6 Ensamblaje de la tubería conductora de 36". (Ramírez, 2005).

7. Verificar el número de vueltas a la izquierda, marca una línea sobre el mandril superior como referencia para activar el anillo de retención.

8. Instalar el indicador “ojo de buey” en el wellhead housing, **fig. 3.7**.



Figura. 3.7 Indicador "ojo de buey". (Ramírez, 2005).

9. Introducción de barrena de 28” y sarta de jeteo, **fig. 3.8**.



Figura. 3.8 Introducción de la sarta de jeteo. (Ramírez, 2005).

10. Bajar barrena de 28” con sarta de jeteo y tubería conductora para checar fondo marino, **fig.3.9**.



Figura. 3.9 Bajada del conjunto para revisar fondo marino. (Ramírez, 2005).

11. Verificar inclinación de indicador “ojo de buey” $<0.5^\circ$, **fig.3.10**.



Figura. 3.10 Verificando inclinación en el indicador "ojo de buey". (Ramírez, 2005).

12. Bombear agua de mar aumentando el gasto paulatinamente de 150 GPM a 1,000 GPM, **fig. 3.11**.



Figura. 3.11 Inicio del bombeo con agua de mar. (Ramírez, 2005).

13. Bombear baches de lodo bentonítico de 50 bls.
14. Trabajar reciprocando la sarta (levantar la sarta una longitud de 5 a 8 m cada 15 m).
15. Una vez que la TR esté en la profundidad programada, apagar las bombas y descargar todo el peso de la sarta.
16. Verificar inclinación de ojo de buey (máximo 1°).
17. Esperar 2 horas de reposo y tensionar el peso de la sarta, aplicar vueltas a la derecha, y liberar la TR, y continuar perforando, **fig.3.12**.



Figura. 3.12 Liberación de tubería conductora., para seguir perforando. (Ramírez, 2005).

3.1.4 Consideraciones posteriores la jetteo.

Una vez que ha finalizado la operación y se tiene la tubería conductora asentada a la profundidad esperada (85 metros), el anillo de la cubierta debe limpiarse de los recortes y la herramienta de inyección debe liberarse desde la cabeza del pozo. Se suele usar un barrido viscoso de 100 a 300 barriles, para eliminar los recortes que quedan en el anillo; evitando la circulación excesiva que pueda originar el hundimiento de la tubería. Una vez eliminados los recortes se tiene un periodo de remojo para permitir que los sedimentos de la formación amarren o se adhieran a la tubería; por lo general de una a dos horas.

El vehículo ROV es esencial en la operación de jetteo puesto que permite observar elementos clave como:

- Retirada de la barrena
- Emanaciones provenientes de la cabeza de pozo y la herramienta de corrida de pozo en la línea de lodo (mud line).
- Marca en el mud line a la profundidad del lecho marino, arriba de la zona oscura.



3.1.5 Ventajas y desventajas de la operación de jetteo.

A continuación, se presentan algunas ventajas y desventajas sobre el uso del jetteo, que hoy en día sigue siendo una técnica muy usada en la mayor parte de los campos de aguas profundas y ultraprofundas del mundo, (tabla 3.3).

Tabla 3.3 Pros y contras de la operación de Jetteo.

Operación de Jetteo	
Ventajas	Desventajas
<p>Puede usarse con barrenas PDC o tricónicas.</p> <p>Ahorro en el tiempo de perforación de por lo menos 12 horas.</p> <p>Ahorro de costos.</p> <p>No se requiere hacer una cementación de la tubería.</p>	<p>No es útil en formaciones con sedimentos duros.</p> <p>Altas velocidades de flujo en tuberías de 36”.</p> <p>Control riguroso sobre la ROP al erosionar la formación.</p> <p>Se requiere mayor frecuencia de barridos y volúmenes para evitar la acumulación de recortes, en diámetros más grandes de tubería.</p> <p>Por tener un espacio más crítico las barrenas PDC suelen ser más problemáticas.</p> <p>Exceso de inyección puede originar la remoción del fondo marino o el hundimiento de la tubería.</p> <p>Exceso de fricción en la pared del agujero puede atascar la sarta y la tubería conductora.</p> <p>El anillo de la tubería puede presentar un taponamiento con recortes dentro de la zapata de inyección.</p> <p>El margen de jalón en la reciprocación de la sarta es limitado.</p>

Nota. (José y Ovando, 2019).

3.2 Pump and Dump (P&D), bombeo y descarga.

Al perforar pozos en aguas profundas y ultraprofundas se tendrá presente el riesgo de manifestaciones de agua o gas someros a alta presión, que se encuentran durante la perforación más somera (oligoceno). Lo que podría presentar que la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación no sea suficiente para contrarrestar la presión de formación, afectada con flujos de gas o agua someros; pueden originar desde un descontrol en la superficie, no conseguir la profundidad planeada de la etapa, o en algunos casos hasta dificultad para cementar.

Es por esa razón que el control del pozo tiene su periodo crítico durante la perforación de la etapa superficial, debido a que no se tiene el dispositivo de prevención de reventones (BOP's). Y si a esto le sumamos la presencia de margen estrecho entre la presión de poro y la de fractura; el desafío de perforar en aguas profundas y ultraprofundas requiere de otra técnica fuera de la perforación convencional. Para esto se cuenta con la técnica “pump and dump” (bombeo y descarga), que consiste en perforar una sección del pozo sin riser con bombeo continuo de fluido densificado, es decir, efectuar la perforación con un fluido diluido con agua de mar para generar una densidad más adecuada para la operación, evitando injunjos y asegurando la estabilidad del agujero.

Dicho fluido es preparado y bombeado con el equipo *mixing on the fly*, **fig. 3.13**. Que consiste en un equipo de mezclado que se usa cuando se perfora en zonas superficiales en aguas profundas, y su principal función es la de mezclar un fluido de alta densidad con agua de mar a gastos de hasta 1,000 gpm, dando como una mezcla homogénea, el fluido de perforación diluido con sus respectivas propiedades programadas (densidad, viscosidad, capacidad de acarreo de los recortes y caudal).

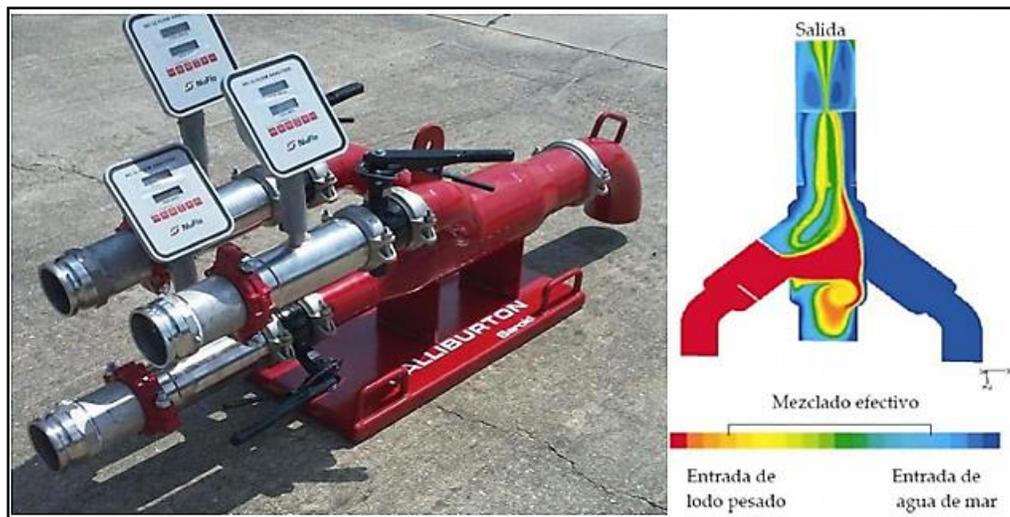


Figura. 3.13 Mix on the fly Baroid, Halliburton. (Halliburton, 2014).

3.2.1 Procedimiento de operación.

La técnica P&D implica la perforación de la etapa superficial del pozo generando dos gradientes hidrostáticos:

- El gradiente generado por agua de mar.
- El gradiente generado por el fluido diluido (mezcla).

La perforación con agua de mar inicia desde donde se terminó la etapa de la tubería conductora hasta unos 200 a 300 metros de profundidad. Intervalo durante el cual se bombean baches viscosos con el agua para remover los recortes hacia el fondo marino. Debido a que el agua tiene una densidad ligeramente menor que la de un fluido de perforación, se aumenta la probabilidad de colapso conforme aumenta la profundidad del agujero, de ahí que solo se perfore hasta unos cuantos metros.



Durante la perforación de los primeros metros, ya se tiene preparado el equipo de mezclado con el fluido pesado que se ocupará. La perforación con el gradiente de la mezcla maneja una densidad regulada para evitar derrumbes y eliminar recortes del fondo del agujero. Comienza desde la profundidad donde finalizó el gradiente de agua de mar, hasta el fondo donde se espera asentar la tubería.

La densidad de la mezcla se va a obtener mediante el diferencial de presión que genera el agua de mar y la densidad equivalente de fondo mínima (es el valor más bajo que toma el margen de seguridad de la presión de poro, en donde se espera el asentamiento de la tubería) durante el intervalo a perforar.

Al finalizar la técnica de P&D y llegar a la profundidad esperada, se deja el agujero con una nueva mezcla de llenado, cuya densidad se determina nuevamente con un diferencial de presión entre el agua de mar y un fluido cuya densidad será, dos puntos más por arriba de la densidad equivalente de fondo mínima, con el objeto de mantener el agujero estable cuando ese se encuentre estático; hasta el momento de bajar y asentar la tubería superficial.

3.2.2 Importancia de la técnica P&D.

La importancia de la técnica radica a la hora de cementar pozos en aguas profundas y ultraprofundas, debido a que se debe tener en cuenta la densidad del fluido pesado con la que fue terminada la etapa. Sin embargo, tiene otras ventajas como:

- Permite asentar la TR superficial a mayor profundidad. A medida que la tubería superficial pueda ser colocada más profunda, las subsecuentes tuberías se podrán asentar a mayor profundidad, y de esta forma se reduce el riesgo para alcanzar la profundidad total programada, por la estrecha ventana de operación.
- Seguridad sobre las manifestaciones de agua y gas someras.
- Ganar gradiente.
- Al extender la profundidad de asentamiento se puede ahorrar la necesidad de más tuberías.
- Proporciona pozos de mayor diámetro a mayor profundidad.
- Reduce la cantidad total de días de perforación.



3.2.3 Procedimiento de cálculo.

La técnica se resume con los siguientes pasos:

- I. Primero determinamos la densidad de la mezcla requerida durante la operación de P&D.

- a. Calculamos la presión hidrostática que se tiene por el tirante de agua, con la densidad del agua de mar.

$$Ph_1 = \frac{\rho_{Mar} * TA}{10} \quad 3.1$$

Donde:

Ph_1 : presión hidrostática en el fondo marino, kg/cm².

ρ_{Mar} : densidad del agua de mar (1.03 gr/cc).

TA : Tirante a agua, m.

- b. Luego se obtiene la presión hidrostática a la profundidad donde se espera el asentamiento de la tubería superficial (que debe ser arriba del oligoceno por el riesgo somero).

$$Ph_2 = \frac{\rho_{efmin} * Prof TR}{10} \quad 3.2$$

Donde:

Ph_2 : presión hidrostática a la profundidad de asentamiento, kg/cm².

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

$Prof TR$: profundidad de asentamiento de la tubería, m.

- c. Después se obtiene el diferencial de presión que se tiene entre la presión de la profundidad de asentamiento y la presión generada por el tirante de agua.

$$\Delta P = Ph_2 - Ph_1 \quad 3.3$$

Donde:

ΔP : diferencial de presión, kg/cm².



- d. Ahora se calcula la densidad de la mezcla, que se obtiene despejando de la fórmula de presión hidrostática, y cuyo valor de presión será el diferencial obtenido.

$$\rho_m = \frac{\Delta P * 10}{Prof TR - Prof con Mesa rotaria} \quad 3.4$$

Donde:

ρ_m : densidad de la mezcla, gr/cc.

ΔP : diferencial de presión, kg/cm².

Prof TR: profundidad de asentamiento de la tubería, m.

Prof con Mesa rotaria: profundidad considerando elevación de mesa rotaria, m.

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

- a. Calculamos el número de baches viscosos necesarios para la perforación.

$$N_b = \frac{Int.perforar}{E_b} \quad 3.5$$

Donde:

N_b : número de baches viscosos.

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

E_b : espacio entre baches, (se consideran 36 m).

- b. Determinamos el volumen ocupado por los baches viscosos.

$$V_{Tb} = V_b * N_b \quad 3.6$$

Donde:

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

V_b : volumen ocupado por cada bache, (por regla de campo se toma de **20** m³ para asegurar limpieza del agujero.).

N_b : número de baches.

- III. Obtenemos el volumen de fluido pesado y diluido para la perforación con P&D.

- a. Primero obtenemos el factor de dilución.

$$Fd_1 = \frac{1}{\frac{\rho_m - \rho_{Mar}}{\rho_{fp} - \rho_{Mar}}} \quad 3.7$$

Donde:

Fd_1 : factor de dilución para P&D.

ρ_m : densidad de la mezcla, gr/cc.

ρ_{Mar} : densidad del agua de mar (1.03 gr/cc).

ρ_{fp} : densidad de fluido pesado, gr/cc.



Nota: El factor de dilución representa el volumen que necesito de agua de mar por cada metro cúbico de fluido pesado, para generar la densidad de la mezcla deseada.

- b. Se plantean varios escenarios para la velocidad de perforación (ROP) con los que se estima el tiempo de perforación, (se tomará para fines del cálculo una ROP de 20 m/hr).

$$t_p = \frac{\text{Int.perforar}}{ROP} \quad 3.8$$

Donde:

t_p : tiempo de perforación, hrs.

Int.perforar: intervalo a perforar con pump and dump, m.

ROP: velocidad de perforación, m/hr.

- c. Obtenemos el volumen de fluido diluido para perforar con la técnica P&D, considerando un 30% de exceso.

$$V_{fd} = 1.3 * 0.2271 * t_p * Q \quad 3.9$$

Donde:

V_{fd} : volumen de fluido diluido, m³.

t_p : tiempo de perforación, hrs.

Q : gasto, gpm.

- d. Calculamos el volumen de fluido pesado para perforar con la técnica P&D.

$$V_{fp1} = \frac{V_{fd}}{Fd_1} \quad 3.10$$

Donde:

V_{fp1} : volumen de fluido pesado para la perforación con pump and dump, m³.

V_{fd} : volumen de fluido diluido, m³.

Fd_1 : factor de dilución.

- IV. Calculamos el volumen de llenado del pozo que se necesita al finalizar la perforación con P&D.

- a. Determinamos la densidad equivalente de fondo, subiéndole a la densidad equivalente de fondo mínima dos puntos, con el objetivo de mantener el agujero estable cuando se encuentre estático.

$$\rho_{ef} = \rho_{efmin} + 0.02 \quad 3.11$$

Donde:

ρ_{ef} : densidad equivalente de fondo, gr/cc.

ρ_{efmin} : densidad equivalente de fondo mínima, gr/cc.



b. Obtenemos la presión hidrostática generada por la densidad equivalente de fondo.

$$Ph_3 = \frac{\rho_{ef} * Prof TR}{10} \quad 3.12$$

Donde:

Ph_3 : presión hidrostática con la densidad equivalente de fondo, kg/cm^2 .

ρ_{ef} : densidad equivalente de fondo, gr/cc .

$Prof TR$: profundidad de asentamiento de la tubería, m .

c. Obtenemos el diferencial de presión que se tiene entre la presión generada por la densidad equivalente de fondo y la presión generada por el tirante de agua.

$$\Delta P = Ph_3 - Ph_1 \quad 3.13$$

Donde:

ΔP : diferencial de presión, kg/cm^2 .

Ph_3 : presión hidrostática con la densidad equivalente de fondo, kg/cm^2 .

Ph_1 : presión hidrostática en el fondo marino, kg/cm^2 .

d. Ahora se calcula 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.

$$\rho_{mll} = \frac{\Delta P * 10}{Prof TR - Prof con Mesa rotaria} \quad 3.14$$

Donde:

ρ_{mll} : densidad de la mezcla de llenado, gr/cc .

ΔP : diferencial de presión, kg/cm^2 .

$Prof TR$: profundidad de asentamiento de la tubería, m .

$Prof con Mesa rotaria$: profundidad considerando elevación de mesa rotaria, m .

e. Determinamos el volumen del pozo, considerando un 30% más para descalibre.

$$V_{Pozo} = 1.3 * Cap Agujero * \frac{L}{1,000} = 1.3 * 0.5067 * D_{ag}^2 * \frac{L}{1,000} \quad 3.15$$

Donde:

V_{Pozo} : volumen del pozo, m^3 .

$Cap Agujero$: capacidad del agujero, l/m .

D_{ag} : diámetro del agujero, in .

L : longitud del intervalo perforado, m .



- f. Determinamos el volumen de la tubería anterior (conductor).

$$V_{TRA} = Cap TR * \frac{L}{1,000} = 0.5067 * d^2 * \frac{L}{1,000} \quad 3.16$$

Donde:

V_{TRA} : volumen de la tubería anterior (conductora), m³.
 $Cap TR$: capacidad de la tubería, l/m.
 d : diámetro interior de la tubería, in.
 L : longitud de la tubería, m.

- g. Obtenemos el subtotal de volumen de llenado necesario.

$$V_{sub} = V_{Pozo} + V_{TR} \quad 3.17$$

Donde:

V_{sub} : volumen subtotal de llenado, m³.
 V_{Pozo} : volumen del pozo, m³.
 V_{TRA} : volumen de la tubería anterior (conductora), m³.

- h. Determinamos el volumen de llenado total, que se considera al doble de su capacidad.

$$V_{Tot} = 2 * V_{sub} \quad 3.18$$

Donde:

V_{tot} : volumen total de llenado al doble de su capacidad, m³.
 V_{sub} : volumen subtotal de llenado, m³.

- i. Calculamos el factor de dilución para el fluido pesado, usando la densidad de la mezcla de llenado.

$$Fd_2 = \frac{1}{\frac{\rho_{mll} - \rho_{Mar}}{\rho_{fp} - \rho_{Mar}}} \quad 3.19$$

Donde:

Fd_2 : factor de dilución del fluido pesado.
 ρ_{mll} : densidad de la mezcla de llenado, gr/cc.
 ρ_{Mar} : densidad del agua de mar (1.03 gr/cc).
 ρ_{fp} : densidad de fluido pesado, gr/cc.



- j. Determinamos el volumen de fluido pesado a utilizar, para el llenado del pozo estático.

$$V_{fp2} = V_{tot} * Fd_2 \quad \mathbf{3.20}$$

Donde:

V_{fp2} : volumen de fluido pesado para el llenado del pozo, m³.

V_{tot} : volumen total de llenado al doble de su capacidad, m³.

Fd_2 : factor de dilución del fluido pesado.

- V. Por último se realizan los cálculos de volúmenes totales para la perforación de la etapa superficial.

- a. Calcular el volumen de la corrida de la tubería superficial, debio a posibles resistencias y arrastres de la tubería.

$$V_{cTR} = V_{sub} * Fd_2 \quad \mathbf{3.21}$$

Donde:

V_{cTR} : volumen de la corrida de TR, m³.

V_{sub} : volumen subtotal de llenado, m³.

Fd_2 : factor de dilución del fluido pesado.

- b. Obtenemos el volumen de contingencia, para la cementación.

$$V_{Cont} = V_{sub} * Fd_2 \quad \mathbf{3.22}$$

Donde:

V_{Cont} : volumen de contingencia, m³.

V_{sub} : volumen subtotal de llenado, m³.

Fd_2 : factor de dilución del fluido pesado.

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

$$V_{Mue} = 0.1 * (V_{fp1} + V_{fp2} + V_{cTR} + V_{Cont}) \quad \mathbf{3.23}$$

Donde:

V_{Mue} : volumen muerto, m³.

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

V_{fp2} : volumen de fluido pesado para el llenado del pozo, m³.

V_{cTR} : volumen de la corrida de TR, m³.

V_{Cont} : volumen de contingencia, m³.



d. Obtenemos el volumen de bache final para P&D.

$$V_{bfin} = 25/Fd_1 \quad 3.24$$

Donde:

V_{bfin} : volumen bache final para pump and dump, m³.

Fd_1 : factor de dilución para pump and dump.

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

$$V_{Mar} = V_{fp1} + V_{bfin} \quad 3.25$$

Donde:

V_{Mar} : volumen total de agua de mar para P&D, m³.

V_{fp1} : volumen de fluido pesado para la perforación con pump and dump, m³.

V_{bfin} : volumen bache final para P&D, m³.

f. Calculamos el volumen total de fluido pesado.

$$V_{Totfp} = V_{fp1} + V_{fp2} + V_{cTR} + V_{Cont} + V_{Mue} + V_{bfin} \quad 3.26$$

Donde:

V_{Totfp} : volumen total de fluido pesado, m³.

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

V_{fp2} : volumen de fluido pesado 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 bache final de P&D, m³.

3.2.4 Limitaciones de la técnica P&D.

- Depende de datos sísmicos precisos para evitar el riesgo somero.
- Propiedades físicas y químicas de la mezcla final.
- Capacidad de mezcla y eficiencia para los aditivos químicos.
- A medida que aumenta la densidad requerida también lo hace el volumen de fluido.
- El volumen de fluido que se puede almacenar varía mucho de una plataforma a otra.
- El volumen de fluido requerido aumenta en función del tamaño del agujero, debido a la tasa de flujo necesaria para este; aumenta con la densidad requerida, aumenta con la disminución de la tasa de perforación (ROP) y aumenta con la longitud del intervalo a perforar
- La logística de suministro de volúmenes se ve afectada por capacidad de bombeo de una embarcación o incluso la flexibilidad de las tuberías.

Ejercicio de aplicación

A continuación se presenta el cálculo de la técnica pump and dump (P&D), para el ejemplo del pozo de aguas ultraprofundas.

Ejemplo.

Para la perforación de la etapa superficial del pozo de aguas ultraprofundas calcular las densidades y volúmenes necesarios para realizar **275 metros** de perforación convencional con agua de mar y **180 metros** con la técnica P&D. Para lograr asentar la tubería superficial a la profundidad que se tiene planeada.

Datos
$TA = 3,000\ m$
$Elevación\ mesa\ rotaria = 30\ m$
$Profundidad\ TR\ sup. = 3,540\ m$
$Intervalo\ a\ perforar\ con\ P\&D = 180\ m$
$ID\ TR\ cond. = 32\ in$
$OD\ Agujero = 28\ in$
$OD\ TR\ sup. = 22\ in$
$\rho_{Mar} = 1.03\ gr/cc$
$Densidad\ de\ fluido\ pesado, \rho_{fp} = 1.80\ gr/cc$

Procedimiento:

Antes de comenzar el cálculo de la técnica, obtenemos los valores de presión de poro a controlar y la densidad equivalente de fondo mínima, que se leen directos de la ventana operativa del pozo, **fig. 3.14**.

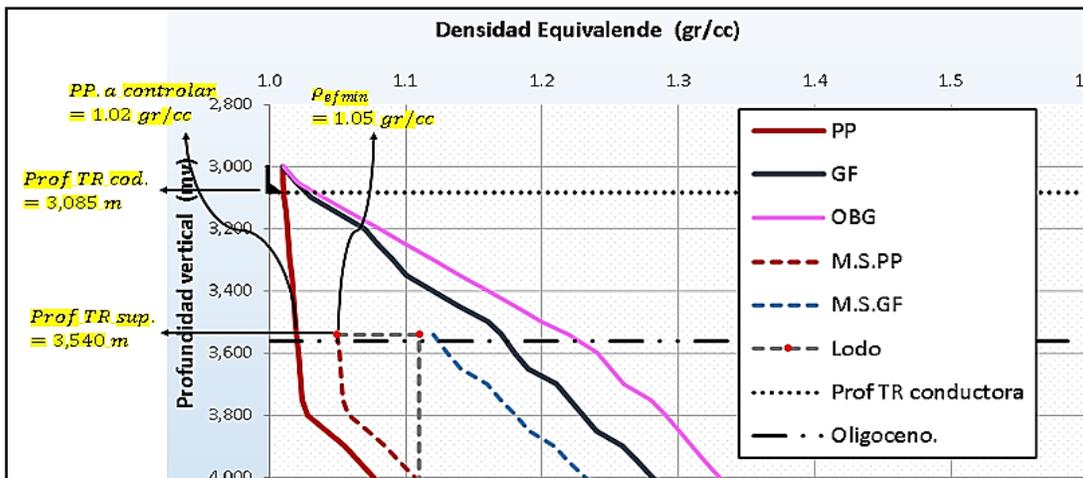


Figura. 3.14 Lectura de presión de poro a controlar y la densidad equivalente de fondo mínima. Generado con Excel 2016. (Ovando, 2019).



- I. Primero determinamos la densidad de la mezcla requerida durante la operación de P&D.

Determinación de Densidad requerida para P&D.			
Tirante de agua (m)	3,000	Ph1 (kg/cm ²)	309
Elevación mesa rotaria (m)	30	Ph2 (kg/cm ²)	371.7
Prof. TR sup (m)	3,540	ΔP (kg/cm ²)	62.7
Densidad agua mar (gr/cc)	1.03		
Densidad eq. fondo min. (gr/cc)	1.05		
Densidad mezcla (gr/cc)	1.23		

Procedimiento de cálculo:

- a. Calculamos la presión hidrostática que se tiene por el tirante de agua.

$$Ph_1 = \frac{\rho_{Mar} * TA}{10} = \frac{1.03 * 3,000}{10} = 309 \text{ kg/cm}^2$$

- b. Luego se obtiene la presión hidrostática a la profundidad donde se espera el asentamiento de la tubería superficial.

$$Ph_2 = \frac{\rho_{efmin} * Prof TR}{10} = \frac{1.05 * 3,540}{10} = 371.70 \text{ kg/cm}^2$$

- c. Obtenemos el diferencial de presión que se tiene entre la presión de la profundidad de asentamiento y la presión generada por el tirante de agua.

$$\Delta P = Ph_2 - Ph_1 = 371.70 - 309 = 62.70 \text{ kg/cm}^2$$

- d. Calculamos la densidad de la mezcla,

$$\rho_m = \frac{\Delta P * 10}{Prof TR - Prof con Mesa rotaria} = \frac{62.70 * 10}{3,540 - (3,000 + 30)} = 1.23 \frac{gr}{cc}$$

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

Riserless Agua de Mar y Baches Viscosos			
Prof. inicial (m)	3,085	Vol. Bache (m ³)	20
Prof. final (m)	3,360	Espacio entre baches (m)	36
Intervalo a perforar (m)	255	Número de baches	8
Volumen de baches (m ³)	160		



Procedimiento de cálculo:

- a. Calculamos el número de baches viscosos necesarios para la perforación con agua de mar y baches viscosos.

$$Int.perforar = (3,540 - 3,085) - 180 = 275 m$$

$$N_b = \frac{Int.perforar}{E_b} = \frac{275}{36} = 7.638 = 8$$

- b. Determinamos el volumen ocupado por los baches viscosos.

$$V_{Tb} = V_b * N_b = 20 * 8 = 160 m^3$$

III. Obtenemos el volumen de fluido pesado y diluido para la perforación con P&D.

P & D 3,360 - 3,540 m					
Datos		ROP (m/hr)	Hrs. Perf.	Vol. Diluido (m³)	Vol. Lodo Pesado (m³)
Prof. inicial (m)	3,360	5	36.00	12754	3304
Prof. final (m)	3,540	10	18.00	6377	1652
Intervalo a perforar (m)	180	15	12.00	4251	1101
Densidad de fluido pesado (gr/cc)	1.8	20	9.00	3188	828
Densidad de fluido diluido (gr/cc)	1.23	25	7.20	2551	661
Densidad de agua de mar (gr/cc)	1.03	30	6.00	2126	551
Factor de dilución	3.85	35	5.14	1822	472
Gasto (gpm)	1,200	40	4.50	1594	413

Procedimiento de cálculo:

- a. Primero obtenemos el factor de dilución.

$$Fd_1 = \frac{1}{\frac{\rho_m - \rho_{Mar}}{\rho_{fp} - \rho_{Mar}}} = \frac{1}{\frac{1.23 - 1.03}{1.80 - 1.03}} = 3.85$$

Por cada metro cúbico de fluido de 1.80 gr/cc, voy a requerir 3.85 m³ de agua de mar, para generar una mezcla con densidad de 1.23 gr/cc.

- b. Se plantean varios escenarios para la velocidad de perforación (ROP) con los que se estima el tiempo de perforación.

$$t_p = \frac{Int.perforar}{ROP} = \frac{180}{20} = 9 hrs$$



- c. Obtenemos el volumen de fluido diluido para perforar con la técnica P&D, considerando un 30% de exceso.

$$V_{fd} = 1.3 * 0.2271 * t_p * Q = 1.3 * 0.2271 * 9 * 1,200 = 3,188.48 \text{ m}^3$$

- d. Calculamos el volumen de fluido pesado para perforar con la técnica P&D.

$$V_{fp1} = \frac{V_{fd}}{Fd_1} = \frac{3,188.48}{3.85} = 828.17 \text{ m}^3$$

- IV. Calculamos el volumen de llenado del pozo que se necesita al finalizar la perforación con P&D.

Determinación de densidad requerida para mezcla de llenado			
Tirante de agua (m)	3,000	Ph1 (kg/cm ²)	309
Elevación mesa rotaria (m)	30	Ph2 (kg/cm ²)	378.78
Prof. TR sup (m)	3,540	ΔP (kg/cm ²)	69.78
Densidad agua mar (gr/cc)	1.03		
Densidad eq. fondo (gr/cc)	1.07		
Densidad mezcla llenado (gr/cc)	1.37		

Llenado de 2 veces la capacidad del pozo con fluido (1.37 gr/cc)			
ID de TR conductora (in)	32	Densidad de fluido pesado (gr/cc)	1.8
OD agujero perforado (in)	28	Densidad de fluido diluido (gr/cc)	1.37
Vol. TR anterior (m ³)	44.10	Densidad de agua de mar (gr/cc)	1.03
Vol. de pozo +30% descalibre (m ³)	235	Factor de dilución (Fd ₂)	2.26
Vol. Subtotal (m ³)	279.07	Vol. para utilizar de fluido pesado (m ³)	1261.43
Volumen dos veces (m ³)	558.156		

Procedimiento de cálculo:

- a. Determinamos la densidad equivalente de fondo, subiéndole a la densidad equivalente de fondo mínima dos puntos.

$$\rho_{ef} = \rho_{efmin} + 0.02 = 1.05 + 0.02 = 1.07 \text{ gr/cc}$$

- b. Obtenemos la presión hidrostática generada por la densidad equivalente de fondo.

$$Ph_3 = \frac{\rho_{ef} * Prof TR}{10} = \frac{1.07 * 3,540}{10} = 378.78 \text{ kg/cm}^2$$



- c. Obtenemos el diferencial de presión que se tiene entre la presión generada por la densidad equivalente de fondo y la presión generada por el tirante de agua.

$$\Delta P = Ph_3 - Ph_1 = 378.78 - 309 = 69.78 \text{ kg/cm}^2$$

- d. Ahora se calcula 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.

$$\rho_{mll} = \frac{\Delta P * 10}{Prof TR - Prof con Mesa rotaria} = \frac{69.78 * 10}{3,540 - (3,000 + 30)} = 1.37 \text{ gr/cc}$$

- e. Obtenemos el volumen del pozo, considerando un 30% de exceso para descalibre.

$$V_{Pozo} = 1.3 * Cap Agujero * \frac{L}{1,000} = 1.3 * 0.5067 * 28^2 * \frac{(3,540 - 3,085)}{1,000} = 235 \text{ m}^3$$

- f. Determinamos el volumen de la tubería anterior (conductor).

$$V_{TRA} = Cap TR * \frac{L}{1,000} = 0.5067 * 32^2 * \frac{3,085 - 3,000}{1,000} = 44.10 \text{ m}^3$$

- g. Obtenemos el subtotal de volumen de llenado necesario.

$$V_{Sub} = V_{Pozo} + V_{TRA} = 235 + 44.10 = 279.10 \text{ m}^3$$

- h. Determinamos el volumen de llenado total, que se considera al doble de su capacidad.

$$V_{tot} = 2 * V_{Sub} = 2 * 279.10 = 558.20 \text{ m}^3$$

- i. Calculamos el factor de dilución para el fluido pesado, usando la densidad de la mezcla de llenado.

$$Fd_2 = \frac{1}{\frac{\rho_{mll} - \rho_{Mar}}{\rho_{fp} - \rho_{Mar}}} = \frac{1}{\frac{1.37 - 1.03}{1.80 - 1.03}} = 2.26$$

Por cada metro cúbico de fluido de 1.80 gr/cc, voy a requerir 2.26 m³ de agua de mar, para generar una mezcla de llenado con densidad de 1.37 gr/cc.

- j. Determinamos el volumen de fluido pesado a utilizar, para el llenado del pozo estático.

$$V_{fp2} = V_{tot} * Fd_2 = 558.20 * 2.26 = 1,261.54 \text{ m}^3$$



- V. Por último se realizan los cálculos de volúmenes totales para la perforación de la etapa superficial.

Resultados de volumen total	
ROP, (m/hr)	20
Vol. total de fluido pesado de P&D (m ³)	828
Bache a final de P&D (m ³)	6
Vol. total de agua de mar de P&D (m ³)	834
Vol. total de fluido pesado de llenado (m ³)	1,261
Volumen Corrida TR (m ³)	630
Volumen contingencia (m ³)	630
Volumen Muerto (m ³)	335
Volumen total de fluido pesado, (m ³)	3,690
Vol. Total de lodo 1.05 gr/cc, (m ³)	160

Procedimiento de cálculo:

- a. Calcular el volumen de la corrida de la tubería superficial.

$$V_{CTR} = V_{sub} * Fd_2 = 279.10 * 2.26 = 630.77 \text{ m}^3$$

- b. Calculamos el volumen de contingencia.

$$V_{Cont} = V_{sub} * Fd_2 = 279.10 * 2.26 = 630.77 \text{ m}^3$$

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

$$\begin{aligned} V_{Mue} &= 0.1 * (V_{fp1} + V_{fp2} + V_{CTR} + V_{Cont}) \\ &= 0.1 * (828.17 + 1,261.54 + 630.77 + 630.77) = 335.12 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

- d. Obtenemos el volumen de bache final del P&D.

$$V_{bfin} = \frac{25}{Fd_1} = \frac{25}{3.85} = 6.5 = 6 \text{ m}^3$$

- e. Calculamos el volumen total de agua de mar para la perforación con P&D.

$$V_{Mar} = V_{fp1} + V_{bfin} = 828.17 + 6 = 834.17 \text{ m}^3$$



- f. Calculamos el volumen total de fluido pesado.

$$\begin{aligned} V_{Totfp} &= V_{fp1} + V_{fp2} + V_{CTR} + V_{Cont} + V_{Mue} + V_{bfin} \\ &= 828.17 + 1,261.54 + 630.77 + 630.77 + 335.12 + 6 \\ &= 3,692.40 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Al finalizar el cálculo se puede concluir que se necesita buscar un equipo o embarcación que cuente con la capacidad de almacenar por arriba de **3,692 metros cúbicos de fluido pesado**, necesario en la operación de perforación de la etapa superficial.



Conclusión.

Con base en la información abordada se han definido las características que integran el estudio del arte de la perforación de pozos costa a fuera, brindando un amplio conocimiento al ingeniero petrolero en competencias para el campo laboral offshore.

Desde un inicio el posicionamiento del equipo flotante, permitirá establecer el acoplamiento de todos los componentes submarinos que integran el arreglo de conexión al pozo desde superficie. Condicionados a la profundidad, reducción de los movimientos causados por factores metoceanicos y a su capacidad de carga.

Los problemas asociados con la perforación de pozos marinos se incrementan en gran parte debido a la perturbación de los esfuerzos de la tierra, los márgenes estrechos, manifestaciones someras de fluidos y presencia de hidratos de gas. Con los que se condiciona el perfil de planificación del pozo, su estabilidad, profundidades de asentamiento y pérdida de circulación; factores que contribuyen a los altos costos operacionales.

La perforación direccional es una base teórica-práctica para introducir al ingeniero en la perforación no convencional. Puesto que el desarrollo de pozos orientados se está convirtiendo en una técnica de alta demanda para zonas inaccesibles, como una estrategia de producción o en el control de pozos vecinos.

El fluido, siendo la esencia de la perforación para que el pozo llegue a término, tiene el reto de operar en márgenes estrechos, guiado principalmente por la densidad entre otras de sus propiedades. Acompaña el desarrollo de la perforación como un indicador para saber por ejemplo si necesito aumentar la densidad, presencia de derrumbes para lo cual sea necesario diluir o en el peor de los casos una pérdida por filtración del fluido, que en medios marinos al ser base sintética pueden ser altamente contaminantes.

El diseño de la sarta de perforación se enfoca en un procedimiento muy teórico que en la práctica tiene diversas configuraciones, según las condiciones del medio, como el caso de una sarta direccional.

La selección de la barrena ofrece una metodología para la cual se requieren datos, sin, embargo en ambientes marinos aumenta la probabilidad de zonas desconocidas o poco estudiadas para las cuales no se tiene información y el único criterio válido sea la experiencia práctica del ingeniero.

En las tuberías de revestimiento los criterios de diseño están dados por la teoría, pero de la misma forma van a depender de las condiciones operativas, como por ejemplo el uso de liner y complemento en grandes profundidades, o el manejo de tuberías para alto colapso en las etapas intermedias del pozo.

El diseño de la cementación se enfoca en un cálculo sencillo para estimar un volumen, sin embargo, se debe tener claro que la cementación de un pozo requiere de aditivos que le permitan establecer su función como medio hermético y de soporte, para determinado gradiente geotérmico.



La necesidad para que todo procedimiento durante la perforación sea adecuado a las exigencias del pozo (tirante de agua y formaciones de sedimento poco consolidado fácil de erosionar), las capacidades de los equipos de perforación y los asuntos ambientales. Son el punto de partida para nuevas operaciones como el Jetteo y el pump and dump, que mejoran el rendimiento y reducen los tiempos de perforación.

Cabe destacar que la información aquí planteada no cubre todas las áreas que conlleva la perforación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas, entre ellas el diseño de la hidráulica, logística y capacidad de los equipos. Además de que muchos de los procedimientos están sujetos a reglas de campo o actualizaciones tecnológicas, para las cuales el ingeniero petrolero debe adaptarse y hacerlas propias de su conocimiento.

Por lo que no se descarta la actualización del trabajo, para las exigencias que demande el campo laboral.



Índice de figuras.

Capítulo 1. Equipos y unidades usados en aguas profundas.

Figura 1.1 Clasificación de los equipos de perforación rotatoria.	1
Figura 1.2 Plataformas de perforación en relación con el tirante de agua	2
Figura 1.3 Sistema flotante TLP (convencional) y sus componentes.	3
Figura 1.4 Componentes de una plataforma semisumergible de posicionamiento dinámico.	4
Figura 1.5 Buque de perforación Invictus – BHP Billiton.	5
Figura 1.6 Plataforma spar y sus componentes.	6
Figura 1.7 Tipos de plataforma spar.	6
Figura 1.8 Sistema de producción submarina de Egina.	10
Figura 1.9 Preventor anular.	12
Figura 1.10 Preventor de ariete (ram).	12
Figura 1.11 Ariete anular para preventor tipo “U”.	13
Figura 1.12 Ariete ajustable.	13
Figura 1.13 Ariete de corte.	14
Figura 1.14 Ariete ciego.	14
Figura 1.15 Carrete de control de BOP convencional.	14
Figura 1.16 BOP's y cabezal submarino.	16
Figura 1.17 Componentes de un stack de BOP's submarino de 15,000 psi.	17
Figura 1.18 Riser de perforación.	18
Figura 1.19 Componentes principales del riser de perforación.	19
Figura 1.20 Sistema tensionador.	20
Figura 1.21 Junta telescópica.	20
Figura 1.22 Juntas flexibles.	21
Figura 1.23 Cuerpo principal del riser.	22
Figura 1.24 Conjunto Marino Inferior del Riser (LMRP).	22
Figura 1.25 Líneas de matar y estrangular.	23
Figura 1.26 Cabezal submarino.	24
Figura 1.27 Componentes del cabezal submarino.	25
Figura 1.28 Vehículo operado de manera remota, ROV.	27

Capítulo 2. Diseño de pozos en aguas profundas.

Figura 2.1 Clasificación de las estructuras cristalinas de hidratos de gas.	28
Figura 2.2 Panorama de los Hidratos de Gas en el Mundo.	30
Figura 2.3 Formación de un tapón de hidrato en tubería.	31
Figura 2.4 Ejemplo de carta de riesgo somero.	34
Figura 2.5 Grados de libertad de una plataforma semisumergible generados por los factores metoceanicos.	36
Figura 2.6 Grados de libertad para cada modo de operación del riser.	37



Figura 2.7 Gráfico combinado para determinar la zona segura a los factores meteoceánicos.	38
Figura 2.8 Objetivos de la perforación direccional.	39
Figura 2.9 Pozo tipo J.	40
Figura 2.10 Pozo tipo S.	41
Figura 2.11 Pozo tipo horizontal.	41
Figura 2.12 Razones trigonométricas y Teorema de Pitágoras.	43
Figura 2.13 Ejemplo para obtener azimuth y desplazamiento horizontal.	44
Figura 2.14 Ejemplo para obtener las coordenadas cartesianas del objetivo.	45
Figura 2.15 Ejemplo para obtener Azi y desplazamiento horizontal del pozo tipo J.	47
Figura 2.16 Perfil de pozo tipo J, para el ejemplo 3.	49
Figura 2.17 Ejemplo para obtener Azi y desplazamiento horizontal del pozo tipo S.	51
Figura 2.18 Perfil de pozo tipo S, para el ejemplo 4.	54
Figura 2.19 Ejemplo para obtener Azi y desplazamiento horizontal del pozo tipo S modificado.	57
Figura 2.20 Perfil del pozo de alivio tipo S modificado, para el ejemplo 5.	60
Figura 2.21 Ejemplo para obtener Azi y desplazamiento del pozo tipo horizontal.	62
Figura 2.22 Perfil del pozo tipo horizontal, para el ejemplo 6.	64
Figura 2.23 Terminología de la prueba de goteo.	68
Figura 2.24 Comparación entre una ventana de perforación en aguas someras y aguas profundas.	69
Figura 2.25 Perfil de pozos en función de la densidad de lodo.	70
Figura 2.26 Ejemplo de una ventana operativa de un pozo de aguas ultraprofundas.	71
Figura 2.27 Asentamientos fondo-arriba.	73
Figura 2.28 Asentamientos arriba-fondo.	74
Figura 2.29 Asentamientos por premisas, para el ejercicio de aplicación.	76
Figura 2.30 Verificando asentamientos por presión diferencial, para el ejercicio de aplicación.	78
Figura 2.31 Cálculo de volúmenes para tolerancia al brote.	80
Figura 2.32 Estado mecánico para el pozo del ejercicio de aplicación.	82
Figura 2.33 Ejemplo de eventos probables para la perforación del pozo de aplicación.	84
Figura 2.34 Etapa riserless y riser, para la perforación de un pozo marino.	87
Figura 2.35 Características de un fluido base agua.	88
Figura 2.36 Características de un fluido base sintético.	89
Figura 2.37 Uso de material obturante para controlar pérdidas.	94
Figura 2.38 Procedimientos para controlar pérdidas de circulación.	95



Figura 2.39 Configuración de una sarta de perforación vertical.	109
Figura 2.40 Método de presión-área para calcular ABW.	114
Figura 2.41 Gráfico representativo de la carga de colapso.	116
Figura 2.42 Gráfico representativo para carga por tensión.	118
Figura 2.43 Gráfico representativo de la carga por colapso para el ejercicio de aplicación.	120
Figura 2.44 Diagrama de cuerpo libre para tensión.	121
Figura 2.45 Gráfico representativo de carga por tensión para el ejercicio de aplicación.	122
Figura 2.46 Clasificación de las barrenas.	123
Figura 2.47 Barrenas de cortadores fijos.	124
Figura 2.48 Barrenas tricónicas.	124
Figura 2.49 Tipos de ampliadores.	126
Figura 2.50 Ampliador de diámetro fijo.	126
Figura 2.51 Ampliador escalonado.	127
Figura 2.52 Gráfica Es vs Profundidad.	129
Figura 2.53 Diagrama para la selección del diámetro de la barrena.	135
Figura 2.54 Estado mecánico para el pozo del ejercicio de aplicación (con barrenas).	137
Figura 2.55 Resistencia del acero.	138
Figura 2.56 Tipos de colapso.	140
Figura 2.57 Tipos de juntas disponibles.	143
Figura 2.58 Gráfico representativo para estallido con presión de inyección.	146
Figura 2.59 Gráfico representativo para estallido en tuberías intermedias.	147
Figura 2.60 Gráfico representativo para estallido con falla en TP.	148
Figura 2.61 Gráfico representativo para colapso corriendo TR vacía.	149
Figura 2.62 Gráfico representativo para colapso con fluido para tuberías intermedias.	150
Figura 2.63 Gráfico representativo para colapso cementando TR.	151
Figura 2.64 Gráfico representativo para colapso cementando TR, para tuberías intermedias.	153
Figura 2.65 Gráfico representativo para tensión con TR vacía.	154
Figura 2.66 Gráfico de estallido para la etapa superficial 22".	156
Figura 2.67 Gráfico de colapso para la etapa superficial 22".	157
Figura 2.68 Gráfico de tensión para la etapa superficial 22".	159
Figura 2.69 Gráfico de estallido para la etapa intermedia 13 3/8".	162
Figura 2.70 Gráfico de colapso (con cemento y fluido) para la etapa intermedia 13 3/8".	165
Figura 2.71 Gráfico de colapso (con puro fluido como empacante) para la etapa intermedia 13 3/8".	167
Figura 2.72 Diagrama de cuerpo libre para las dos secciones de tuberías de la etapa intermedia 13 3/8".	168
Figura 2.73 Gráfico de tensión para la etapa intermedia 13 3/8".	170
Figura 2.74 Gráfico de estallido para la etapa de explotación 7".	172



Figura 2.75 Gráfico de colapso para la etapa de explotación 7".	173
Figura 2.76 Gráfico de tensión para la etapa de explotación 7".	175
Figura 2.77 Collar de flotación estándar (Halliburton).	178
Figura 2.78 Estado mecánico para el pozo ya cementado del ejercicio de aplicación.	182

Capítulo 3. Operaciones en aguas profundas.

Figura 3.1 Configuración típica para una sarta de Jetteo.	196
Figura 3.2 Ejemplo de perfil de WOB.	198
Figura 3.3 Tramo de tubería biselado 45°.	200
Figura 3.4 Marcas de la tubería conductora para monitoreo.	200
Figura 3.5 Introducción del primer tramo de TR en el mud mat.	201
Figura 3.6 Ensamblaje de la tubería conductora de 36".	201
Figura 3.7 Indicador "ojo de buey".	202
Figura 3.8 Introducción de la sarta de jetteo.	202
Figura 3.9 Bajada del conjunto para revisar fondo marino.	202
Figura 3.10 Verificando inclinación en el indicador "ojo de buey".	203
Figura 3.11 Inicio del bombeo con agua de mar.	203
Figura 3.12 Liberación de tubería conductora., para seguir perforando.	204
Figura 3.13 Mix on the fly Baroid, Halliburton.	206
Figura 3.14 Lectura de presión de poro a controlar y la densidad equivalente de fondo mínima.	205

Índice de tablas.

Capítulo 1. Equipos y unidades usados en aguas profundas.

Tabla 1.1 Plataformas Semisumergibles por generación.	4
Tabla 1.2 Resumen de los equipos de perforación marina.	8
Tabla 1.3 Capacidades de los modelos de cabezal submarino.	26
Tabla 1.4 Diámetros de tuberías que se pueden colocar en cada cabezal.	26

Capítulo 2. Diseño de pozos en aguas profundas

Tabla 2.1 Control sobre los movimientos del riser de perforación.	37
Tabla 2.2 Fórmulas para el cálculo de pozo tipo J.	46
Tabla 2.3 Fórmulas para el cálculo de pozo tipo S.	50
Tabla 2.4 Fórmulas para el cálculo de pozo tipo S modificado.	55
Tabla 2.5 Fórmulas para el cálculo de pozo tipo S modificado (continuación).	56
Tabla 2.6 Fórmulas para el cálculo de pozo tipo Horizontal.	61
Tabla 2.7 Métodos para la predicción de la presión de poro (Glen Bowers, 1999).	66
Tabla 2.8 Métodos para la predicción de la presión de fractura (Glen Bowers, 1999).	67



Tabla 2.9 Márgenes de seguridad para presión de poro y fractura en aguas profundas.	72
Tabla 2.10 Columna geológica para el pozo de aplicación.	75
Tabla 2.11 Rangos de presión diferencial para corregir asentamientos de tuberías.	77
Tabla 2.12 Criterios de cálculo en función de las zonas de presión	80
Tabla 2.13 Profundidades de asentamiento de las tuberías para el ejercicio del pozo de aplicación.	81
Tabla 2.14 Datos de la formación y el pozo	83
Tabla 2.15 Columna geológica para el pozo de aplicación	83
Tabla 2.16 Aditivos para un fluido base sintético.	90
Tabla 2.17 Pros y contras en las aplicaciones de fluidos base sintético.	90
Tabla 2.18 Pruebas para fluidos base agua.	91
Tabla 2.19 Pruebas fluidos base sintético.	92
Tabla 2.20 Tipo de pérdida según el volumen por unidad de tiempo.	95
Tabla 2.21 Fluidos utilizados para el ejercicio del pozo de aplicación.	96
Tabla 2.22 Configuraciones de las sartas para la construcción del pozo de aplicación.	113
Tabla 2.23 Información obtenida de un registro de barrenas.	128
Tabla 2.24 Relación de tiempo de tránsito de cizallamiento/compresivo y tiempo de tránsito a través de matrices para diferentes tipos de roca.	131
Tabla 2.25 Clasificación de la IADC con el valor de UCS.	132
Tabla 2.26 Clasificación IADC para barrenas (Bourgoyne, et al., 1986).	134
Tabla 2.27 Selección de barrenas y diámetros para la construcción del pozo de aplicación.	136
Tabla 2.28 Relación de cedencia de algunos grados de tubería API (Un siglo de la perforación en México, Tomo 5).	139
Tabla 2.29 Factores de diseño para tuberías de revestimiento, en aguas profundas y ultraprofundas.	144
Tabla 2.30 Rendimiento por clases de cemento.	179
Tabla 2.31 Información de las lechadas de cemento utilizadas en el pozo de aplicación.	183

Capítulo 3. Operaciones en aguas profundas.

Tabla 3.1 Distribución de la tubería conductora de 36", para el pozo de aplicación.	199
Tabla 3.2 Configuración de la sarta para jetteo, para el pozo de aplicación.	199
Tabla 3.3 Pros y contras de la operación de Jetteo.	205



Referencias.

Akers, J. "Jetting of structural casing in deepwater environments: job desing and operational practices", SPE 102378, SPE Drilling & Completion, marzo 2008, 23.

Alves, C., Franca, T., Miura, K., I., Pelaquim, J.: "Intelligent completion or well intervention robot?", SPE 188880, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, Noviembre 13-16,2017.

Amador, Á. (2018). Más que ingeniería. Obtenido de <https://masqueingenieria.com>.

Beacon. (Enero de 2016). Center for Chemical Process Safety. Obtenido de www.aiche.org/ccps.

Benítez, M. (1979). Apuntes de fluidos de perforación. México DF, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Bilgesu, H., Al-Rashidi, A., Aminiam, K, I., Ameri, S.: "A New Approach for Drill Bit Selection", SPE 65618, SPE Eastern Regional Meeting, Morgantown, West Virginia, Octubre 17-19, 2000.

Bowers, G. (1999). Estado del arte en la estimación de la presión de poro. Houston, Texas: Knowledge Systems, Inc.

Bowers, G. (1999). Estado del arte en la estimación del gradiente de fractura. Houston, Texas: Knowledge Systems, Inc.

Bravo. (2009). Manejo del riser de perforación (tesis de licenciatura). México, DF.: Instituto Politécnico Nacional, ESIA.

Burgoyne, A., Millheim, K., Chenevert, M, I., Young, F. (1986). Applied drilling engineering. USA: Society of Petroleum Engineers.

Bynum, D. (1982). Practical Drilling and Production Design. Tulsa, Oklahoma, USA: Penn Well Books.

Centala, P., Challa, V., Durairajan, B., Meehan, R., Páez, L., Partin, U., Segal, S, I., Wu, S. (2011). "El diseño de barrenas desde arriba hasta abajo" Oilfield Review,23, p.6-7.

CETEPI. (21 de Agosto de 2014). SlideShare. Obtenido de Diseño de sarta de perforación: <https://es.slideshare.net/grupocetepicetepi/diseo-de-sarta-de-perforacin-cetepi>

Cook, J., Growcock, F., Guo, Q., Hodder, M, I., Oort, E. (2012). "Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación". Oilfield Review, 23. p. 29.

Cummings, R., García, C., Hawthorn, A., Holicek, R., Dribus, J, I., Haslin, L. (2015). "Más allá de las profundidades: los desafíos de la región de aguas ultraprofundas." Oilfield Review, 26. p. 39.

Doc. 1er foro de intercambio de experiencias técnicas y administrativas de la UNP, PEP. <https://vdocuments.mx/tecnica-pump-dump-ok.html>.



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.

Eguchi, N., Moe, K., Fukuhara, M., Kusaka, K., Malinverno, A, I., Tobin, H. (2014). "Perforación científica de pozos marinos ultraprofundos: exploración de la zona sismogénica." Oilfield Review, 26. p.18-21.

Energy Global News, 18 de Octubre de 2017.

Espinosa, R. (2013). Perforación en México de pozos petroleros en aguas profundas. México: PEMEX Exploración y Producción.

Estandarización de conexiones superficiales de control. Gerencia de Tecnología Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos, 2003.

Fang, H, I., Duan, M. (2003). Offshore operation facilities. China: Petroleum Industry Press. p.159.

Flatern, R. (2016). "Preventores de reventón." Oilfield Review, p.1-2.

González, P. (2012). Tipos de pruebas requeridas en el árbol submarino (tesis de licenciatura). México, DF.: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.

Geng, J., Zhou, C, I., Zhao, Q.: "Technology of Dynamic Kill Drilling for Drilling in the Superficial Layer of Deepwater. International", IPTC 15348, International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailandia, Noviembre 15-17, 2011.

Guidance notes on Drilling riser analysis. American Bureau of Shipping, 1, 48. Julio 2017.

Halliburton. (2006). Inner-string cementing. USA.

Halliburton. (2014). Mix on the fly system. USA.

Harris, L. (1972) Deepwater Floating Drilling Operations. Tulsa, Oklahoma, USA: Petroleum Publishing Company (PPC, Books).

Hernández, N. (2016). Hidratos de metano: Canadá abandona y Japón continúa. Obtenido de <http://www.cmpc-consult.com>.

HOC. RHO. Obtenido de Hole Opener Corporation: <https://www.holeopener.com>

Hossian, M, I., Al-Majed A. (2015). Diseño de barrenas. En Fundamental of sustainable drilling engineering. Massachusetts: Scriver Publishing, p. 335.

Ingeniería civil. 2010. Obtenido de Propiedades del acero: <http://www.ingenieriacivilinfo.com>

Jeanjean, P.: "Innovate desing method for deepwater Surface casings." SPE 77357, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. 29 septiembre - 2 octubre, 2002.



Jin, Y., Shujie, L., Jianliang, Z., Pingshuang, W., Haixiong, T., Junfeng, L., Bailing, Z, I., Changsuo, Z.: "Research of Conductor Setting Depth Using Jetting in the Surface of Deepwater", SPE 130523, International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, Junio 8-10, 2010.

José, D. (2017). Perforación de pozos en aguas profundas [material del aula]. México DF, Ciudad de México: Facultad de ingeniería UNAM.

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, 30 septiembre - 3 octubre, 2001.

Leffler, W., Pattarozzi, R, I., Sterling, C. (2003). Deepwater petroleum exploration and production. p.106. Tulsa, Oklahoma, USA: Penn Well Books.

Maclachlan, M. (1999). An Introduction to Marine Drilling. England: Dayton's.

Makogon, Y., Dunlap, W, I., Holditch, S.: "Recent Research on Properties of Gas Hydrates", OTC 8299, Offshore Tecnology Conference, Houston, Texas, Mayo 5-8, 1997.

Mantle, K. (2014). "El arte de controlar la trayectoria de los pozos." Oilfield Review, 25. p.4.

Manual de fluidos de MI. México, DF: SWACO, 2014

McCray, A, I., Cole, F. (1963). Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros. México D.F: Continental.

Medina, J. (2014). Criterios metoceanicos para la operación de risers en plataformas semisumergibles de perforación en aguas profundas (tesis de licenciatura). México, DF: FI UNAM.

Mitchell, R, I., Miska, S. (2011). Fundamentals of drilling engineering. México D.F. SPE Textbook series vol. 12.

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.

Moreno, H., Saltarén, R., Puglisi, L., Carrea, I., Cárdenas, P, I., Álvarez, C. (2014). "Robótica Submarina: Conceptos, Elementos, Modelado y Control." Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial, 11, p.19.

Neal, J. (1994). Diseño de sarta de perforación. En A complete well planning approach. Tulsa, Oklahoma, USA: Pennwell Books. p. 504-510.

Neal, J. (1994). Diseño de revestidores. En A complete well planning approach. Tulsa, Oklahoma, USA: Pennwell Books. p. 400-425.

Obregón, J. (2016). "Diseño conceptual de vehículo operado remotamente (ROV) para exploración de cavernas." Tolcayuca, Hgo: Universidad Politécnica Metropolitana de Hidalgo.



OilNow. 5 de Septiembre de 2017. Obtenido de <http://oilnow.gy/featured/the-life-of-a-well-part-1/>.

PEMEX. (2000). Guía práctica para el diseño de la perforación direccional. México, DF.: Perforación y Mantenimiento de pozos.

PEMEX. (2006). Guía para la selección de barrenas. México: Perforación y Mantenimiento de pozos.

PEMEX. (2008). Guía práctica para el control de pérdidas de circulación. México: Exploración y Producción

PEMEX. Un siglo de la perforación en México. Tomo 5. Tuberías. México: Exploración y Producción. p.34.

R, F. (2018). Preventores de reventon. Oilfield review, 1.

Ramírez, E, I., Ávila, J. (2005). "Sistema Jet como una solución a los problemas de cementación para conductores de 30 en plataformas semisumergibles", PEMEX Exploración y Producción, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, División Marina, Unidad Operativa Suroeste, p.6-10.

Sloan, E.: "Natural Gas Hydrates", SPE 23562, Journal of Petroleum Technology, 43, diciembre 1991.

Sotomayor, G., Plácido, J, I., Cunha, J.:" Drill String Vibration: How to Identify and Suppress", SPE 39002, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Río de Janeiro, Brazil, 30 Agosto - 3 Septiembre, 1997.

Summers, M, I., Crabtree, S.:" Drill String Management to Reduce Drilling Risks", SPE 39325, IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, Marzo 3-6, 1998.

Santos, H., Catak, E, I., Valluri, S.: "Kick tolerance misconceptions and consequences to well desing." SPE 140113, SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, Marzo 1-3, 2011.

Sheffield, R. (1982). Floating Drilling: Equipment and its use. Practical Drilling Technology Vol.2. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.

Schlumberger. (2003-2015). OneSubsea. Obtenido de <https://www.onesubsea.slb.com>.

Schlumberger. Fixed-diameter hole opener. Obtenido de <https://www.slb.com>

SMITH. (6 de Febrero de 2010). Ampliación de hoyos. Obtenido de Scribd: <https://es.scribd.com>.

Thory, G., Vora, M, I., Stockard, D. (1990). Submerged Wellhead Plataform System. Offshore Tecnology Conference, 6352, 10.

Varhaug, M. "Infraestructura submarina." Oilfield Review, 2, p.62.

Velázquez, O. (2016). Subsea wellheads sales manager LATAM. CWC Technical Seminars (págs. 10-24). Colombia: GE Oil & Gas.



Verteuil, R, I., McCourt, I. (2001). Calculating directional well profile variables. México, DF: Sugar land learning center. p.2-60.

World Energy Trade. 25 de Enero de 2019. Obtenido de <https://www.worldenergytrade.com>.