PREVENCIÓN DE INFLUJOS Y CONTROL DE POZO EN CAMPOS DEL OFFSHORE COLOMBIANO, CON BASE EN EXPERIENCIAS Y MEJORES PRÁCTICAS DE LOS ULTIMOS DIEZ AÑOS

MAYRA ALEJANDRA ACOSTA RODRIGUEZ

DANIEL FERNANDO CORTES RUEDA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2019

PREVENCION DE INFLUJOS Y CONTROL DE POZO EN CAMPOS DEL OFFSHORE COLOMBIANO, CON BASE EN EXPERIENCIAS Y MEJORES PRÁCTICAS DE LOS ÚLTIMOS DIEZ AÑOS

MAYRA ALEJANDRA ACOSTA RODRIGUEZ

DANIEL FERNANDO CORTES RUEDA

Trabajo de grado para optar el título de

Ingeniero de Petróleo

Director:

Néstor Fernando Saavedra Trujillo

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

A Dios, por ser mi guía y darme las fuerzas y la sabiduría para ser la persona que soy hoy en día.

A mi Mamá María Judith, mi guerrera, por siempre apoyarme y ser mi gran motor para salir adelante, por sus consejos y siempre estar pendiente de mí, ayudándome a ser mejor persona cada día. A mi Papá Enrique, por su ayuda y esfuerzo para darme todo lo que he necesitado, por su paciencia y amor. Porque todos mis logros se los debo a ellos, mis padres.

A mis Hermanos, Oscar, por ser siempre un buen ejemplo para mí y demostrarme que todo con esfuerzo y dedicación se puede lograr. A Diego, por sus sabias palabras, sus risas, juegos y momentos únicos.

A mi mejor amiga Laura, que desde pequeñas siempre ha estado para mí y que considero como una hermana más.

A Danidu y Mapu, por empezar juntas este proceso de formación y mantener esta amistad toda la carrera, por sus consejos y buenos momentos, trasnochadas estudiando (así danidu se quedará dormida), salidas, viajes, lloradas, risas, por su apoyo incondicional. De las amistades más lindas que he tenido y que quiero que estén para toda la vida.

A Ranis, por su linda amistad y apoyo desde siempre, a Pipe por los buenos momentos a pesar de las ignoradas de meses es una amistad que permanece.

A Pablito, Nicolás y Efraín, que empezamos desde adelanto y seguimos hasta el final.

A Nico Ortiz, por su gran nobleza y amistad.

Y por último a mi compañero de tesis y novio, Daniel, de las personas más importantes que he conocido en mi carrera, por su apoyo en todo momento y paciencia. Por más triunfos y momentos juntos.

Mayra Alejandra Acosta Rodríguez

DEDICATORIA

A mis padres por apoyarme en mis estudios, por siempre estar ahí para mí, por su paciencia, confianza y darme sabios consejos para guiarme en mi vida.

A mi hermano Sebastián por estar cerca toda la carrera, que gran apoyo que fue.

A mis amigos de sede de toda la carrera que me ayudaron en mis estudios y en inolvidables experiencias a Brayhan, Chucho, Marlon, Nicolas, Nestor, Julian, Ariel, David, Gollo, Charry, Yeison y Mike.

A mis amigos de otras carreras Alejandro, Felipe, Johan, Bedoya, Cristian, Luisa y Leo por las inolvidables experiencias.

A mis amigos los cuales aportaron grandes valores y conocimientos que complementaron mi formación Efrain, Nicolas y Pablo.

A mis amigas Daniela y Mapu por su paciencia, apoyo incondicional, peleas, viajes y amistad eterna.

Y por último a mi compañera de tesis y novia Mayra por su apoyo incondicional, cariño y apoyo en momentos difíciles.

Daniel Fernando Cortes Rueda

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Néstor Fernando Saavedra Trujillo por sus observaciones, apoyo incondicional, guía constante, acompañamiento y consejos para la realización de este proyecto de grado.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos y los docentes, por su disposición y herramientas brindadas para el desarrollo integro de nosotros como profesionales.

A la Universidad Industrial de Santander por la oportunidad de formarnos como ingenieros, por sus espacios brindados y enseñanzas.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN 15
1. OBJETIVOS 17
1.1. OBEJTIVO GENERAL 17
1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS 17
2. HISTORIA DE LA PERFORACIÓN OFFSHORE EN COLOMBIA 18
2.2. PROYECTOS RECIENTES DE EXPLORACIÓN MARINA 19
3. GENERALIDADES DE INFLUJOS 24
3.2. CAUSAS DE INFLUJOS 24
3.3. CAUSAS ESPECIALES DE INFLUJO EN OPERACIONES OFFSHORE 28
3.4. CAUSAS DE INFLUJOS EN POZOS HORIZONTALES 30
3.5. RIESGOS SOMEROS 30
3.6. SEÑALES DE PREVENCIÓN DE UN INFLUJO 31
3.6.1. Respuestas físicas del pozo 31
3.6.2. Respuesta química del pozo 33
3.7. HISTORIAL PREVIO DEL CAMPO Y EXPERIENCIAS PERFORANDO .33
4. TECNICAS EMPLEADAS EN EL PROCEDIMIENTO DEL CONTROL DE POZO 34
4.1. CONTROL DE POZO PRIMARIO 35
4.1.1. Presión de poro: 35
4.1.2. Presión de Fractura 40
4.1.3. Densidad equivalente de circulación (ECD): 41
4.1.4. Métodos para reestablecer el control primario del pozo. 43
4.2. CONTROL DE POZO SECUNDARIO 53
4.2.1. Equipo y BOP submarina 61
4.2.2. Equipos y sistemas necesarios para el funcionamiento de los preventores 69
4.2.3. Cierre de pozo. 72
4.3. CONTROL TERCIARIO DE POZO 73

4.3.1. Métodos de localización de pozos de alivio. 73
4.3.2. Tipos de trayectoria del pozo de alivio 75
4.3.3. Fluidos para el control de pozo 76
5. CASOS DE ESTUDIO....78
5.1. ANÁLISIS CASO MACONDO....79
5.1.1. Plataforma Deepwater Horizon. Deepwater Horizon,....80
5.1.2. Historia de las operaciones en Deepwater Horizon....80
5.1.3. Causas del blowout por diseño y construcción del pozo. 82
5.2. ANÁLISIS DEL CASO MONTARA....93
5.2.1. Responsabilidad de las empresas....93
5.2.2. Factores que contribuyeron con el accidente....94
5.3. CONSIDERACIONES FINALES PARA LOS CASOS MACONDO Y MONTARA....98
6. MEJORES PRÁCTICAS RECOMENDADAS....99
6.1. SEGURIDAD DE LOS PROCESOS DURANTE LA PERFORACIÓN 99
6.1.1. Seguridad de los procesos.....99
6.1.2. Competencia del personal involucrado en las operaciones 100
6.2. ESTRUCTURAS Y UNIDADES DE PERFORACIÓN....100
6.3. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE POZOS....101
6.3.1. Integridad del pozo.....101
6.3.2. Programa de pozo.....101
6.3.3. Diseño y construcción del pozo.....102
6.3.4. Cementación. 102
6.3.5. Prueba de integridad de la formación....105
6.3.6. Completamiento de pozos....106
6.3.7. Diseño de los fluidos de perforación y completamiento para control hidrostático 107
6.4. CONSIDERACIONES PARA POZOS HORIZONTALES....108
6.4.1. Detección de influjos 108

6.4.2. Cálculos adicionales en pozos horizontales para llevar a cabo un control de pozo primario 110
6.5. SISTEMAS DE PREVENCIÓN DE REVENTONES – BOPS 111
6.5.1. Diseño e instalación de BOPs. 111
6.5.2. Pruebas funcionales de BOPs. 112
6.5.3. Pruebas de presión a los BOPs. 112
6.6. CONTROL DE INFLUJOS DE GAS SOMERO 113
6.7. MÉTODOS PARA EVACUAR EL GAS DEL POZO 115
6.7.1. Método de presión en la tubería de perforación. 115
6.7.2. Método volumétrico. 115
6.7.3. Bombeo de forma forzada o Bullheading. 116
6.8. GESTIÓN DE LOS HIDROCARBUROS DURANTE LA PERFORACIÓN 117
6.8.1. Venteo y quema de gas. 117
6.8.2. Quema de hidrocarburos líquidos. 117
6.9. VERIFICACIONES E INSPECCIONES 117
6.9.1. Inspección a los equipos de perforación. 117
7. METODOLOGIA PROPUESTA PARA CONTROL DE INFLUJO OFFSHORE 119
8. CONCLUSIONES 121
9. RECOMENDACIONES 123
BIBLIOGRAFÍA 124

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Figura 1. Localización Chuchupa “A” y Chuchupa “B”. 18
Figura 2. Bloques en el mar caribe colombiano 19
Figura 3. Localización Pozo Orca-1 20
Figura 4. Localización pozo Purple Angel-1 y Kronos-1 21
Figura 5. Localización pozo Gorgón-1 22
Figura 6. MODU exploratória marina Bolette Dolphin 23
Figura 7. Pozo con bajo nivel de lodo 24
Figura 8. Llenado insuficiente durante viajes 25
Figura 9. Suaveo o efecto pistón en un pozo 26
Figura 10. Perdida de circulación 27
Figura 11. Pozo Horizontal 30
Figura 12. Presión subnormal 36
Figura 13. Presión anormal por lechos salinos 38
Figura 14. Presión anormal por erosión y levantamiento 38
Figura 15. Causas tectónicas por intrusión de sal 39
Figura 16. Empuje natural por capa de gas 40
Figura 17. Grafica de presión vs. Profundidad 41
Figura 18. Presión de circulación 42
Figura 19. Margen operativo de operación 43
Figura 20. Plataforma semisumergible de perforación 47
Figura 21. Preventoras en pozos offshore 48
Figura 22. Equipo de perforación con BOP 55
Figura 23. Partes de una BOP submarina 61
Figura 24. Preventora anular 62
Figura 25. Preventor Ariete de tubería 64
Figura 26. Preventor ariete ciego 65
Figura 27. Preventor ariete de diámetro variable 66
Figura 28. Múltiple de estrangulamiento para instalaciones submarinas 68

Figura 29. Vehículo de operación robótica (ROV) 71
Figura 30. Localización por método sísmico 74
Figura 31. Localización por método magnético.....75
Figura 32. Tipos de intercepción de pozo de alivio 76
Figura 33. Arquitectura de pozo original planeada para pozo de Macondo 83
Figura 34. Arquitectura de pozo final para pozo de Macondo.....84
Figura 35. Presión de fractura y presión de poro en el pozo Macondo.....86
Figura 36. Variación de la presión de poro en la sección de orificio abierto del pozo de Macondo expresada en libras por galón 89
Figura 37. BOP de Deepwater Horizon.....91
Figura 38. Diagrama de suspensión-etapa 1 Montara H1-ST1.....97
Figura 39. Prueba de registros ultrasónicos.....105
Figura 40. Prueba de registros ultrasónicos.....106
Figura 41. Grafica ganancia de fluido en superficie vs tiempo.....109
Figura 42. SICP vs tiempo 110
Figura 43. Sistema desviador 114

RESUMEN

TITULO: PREVENCIÓN DE INFLUJO Y CONTROL DE POZO EN CAMPOS DEL OFFSHORE COLOMBIANO BASADO EN EXPERIENCIAS Y MEJORES PRÁCTICAS DE LOS ULTIMOS DIEZ AÑOS*

AUTORES: MAYRA ALEJANDRA ACOSTA RODRIGUEZ
DANIEL FERNANDO CORTES RUEDA**

PALABRAS CLAVES: INFLUJO, OFFSHORE, CONTROL DE POZO

DESCRIPCIÓN:

Durante la perforación se presentan diferentes problemas los cuales pueden causar un influjo indeseado, tales como llenado insuficiente durante viajes, densidad de lodo insuficiente, perdida de circulación, excesiva rata de perforación en arenas de gas, entre otras. En operaciones offshore se presenta igualmente estos problemas, sin embargo, la ventana de operación tiene menor margen de trabajo, lo cual indicia que las condiciones para perforar, completar y realizar una intervención de pozo, son más complejas. Presentando diferentes complicaciones que pueden resultar en influjos y consecuentemente en reventones si no se toman a tiempo las decisiones correctas para controlar el pozo.

El presente trabajo tiene como objetivo dar a conocer las técnicas empleadas para el control de pozo que se encuentran en la literatura, así como tener una operación segura y la vida humana a salvo, siendo esta ultima la más importante. Por tal motivo todo el personal debe estar capacitado para comprender los riesgos que se pueden enfrentar y saber cómo reaccionar frente a estos, evitando consecuencias devastadoras como el caso de Macondo y Montara expuesto en el trabajo.

Finalmente se propone una metodología para la toma de decisión al momento de presentar un influjo, recopilando la información expuesta en todo el trabajo, teniendo en cuanto esto para los campos offshore en Colombia.

---

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Néstor Fernando Saavedra Trujillo, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: PREVENTION OF INFLUX AND WELL CONTROL IN COLOMBIAN OFFSHORE FIELDS BASED ON EXPERIENCES AND BEST PRACTICES OF THE LAST TEN YEARS*

AUTHORS: MAYRA ALEJANDRA ACOSTA RODRIGUEZ
DANIEL FERNANDO CORTES RUEDA**

KEY WORDS: INFLUX, OFFSHORE, WELL CONTROL

DESCRIPTION:

During drilling different problems can show up which may cause an influx undesired, such as insufficient filling trips, insufficient mud density, loss of circulation, excessive rate of drilling in gas areas, among others. In offshore operations these problems are also presented, however, the operation window has a smaller margin of work, which indicates that the conditions for drilling, completing and performing well intervention, become more difficult presenting different complications that can lead to influxes and consequently in blowouts if at time the correct decisions are not made to control the well.

The present work has as objective to present the techniques used for the control of the well that is in the literature, as well as to have a safe operation and safe human life. For this reason, all the stuff must be trained to understand the risks that can be faced and know how to react in this cases, avoiding devastating consequences as the case of Macondo and Montara exposed in the work.

Finally, a methodology is proposed for the decision making at the moment of presenting an influence, compiling the information exposed in all the work, taking into account this for the offshore fields in Colombia.

---

* Bachelor work

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Nestor Fernando Saavedra Trujillo. Petroleum Engineer

INTRODUCCIÓN

Actualmente, la industria offshore ha tomado gran importancia con el paso del tiempo. En Colombia se tienen grandes expectativas con el desarrollo de actividades costa afuera, ya que el mar caribe colombiano cuenta con un potencial significativo para el sector de hidrocarburos del país. Colombia posee un territorio marino cerca de 900.000 km2 en ambas costas, del cual solo se ha explorado tan solo un 5%[1]. La confirmación de existencia de hidrocarburos en pozos profundos y ultra-profundos tales como Orca-1, Kronos-1, Purple Angel-1 y Gorgón-1, son muestra del alcance que puede tener la costa caribe en el desarrollo de la industria[2].

Sin embargo, las operaciones costa afuera han presentado situaciones no favorables, debido a errores que se han cometido durante procedimientos de control de pozo y toma de malas decisiones para prevenir los influjos indeseados, lo cual implica significantes problemas tales como, accidentes de trabajo que pueden terminar en perdida de la vida humana, accidentes ambientales y perdida de bienes materiales, hasta la perdida completa del pozo.

El control de pozo es uno de los desafíos más grandes que se enfrentan durante la perforación, debido a que pueden ocurrir problemas de influjos hasta reventones de pozos. El objetivo del siguiente trabajo es dar a conocer las causas de influjo que se pueden presentar en perforaciones costa afuera y cómo deben ser controladas, estudiando los métodos de control de pozo y las condiciones especiales que se deben tener en cuenta, reduciendo notablemente los posibles accidentes y afianzar

[1] REVISTA COLOMBIA ENERGIA. Costa afuera, oportunidades en el mar profundo, 2016. 15 ed, p. 56-57.

[2] EL HERALDO. La apuesta del offshore transformará a la Costa Caribe. [En línea]. Región caribe. 2017. (Recuperado en 29 noviembre 2018.) Disponible en: https://www.elheraldo.co/region-caribe/la-apuesta-del-offshore-transformara-la-costa-caribe-416259.

la perforación como una actividad más segura, manejando los parámetros establecidos y capacitando el personal para evitar fallas humanas, logrando una operación eficiente y confiable.

Otro aspecto importante para el desarrollo del trabajo, se basa en el estudio de los incidentes que se han presentado durante los últimos diez años. Por tal motivo se analizaron dos casos de reventones. El primer caso corresponde al derrame de petróleo de Deepwater Horizon del pozo Macondo en el Golfo de México en el 2010 y el segundo caso corresponde al derrame de Montara en Australia en el 2009. Teniendo como base estos casos para minimizar los errores que se puedan presentar en futuras operaciones costa afuera en Colombia, con el fin de aprovechar adecuadamente este recurso energético, evitando desastrosas consecuencias.

1. OBJETIVOS

1.1. OBEJTIVO GENERAL

Analizar los riesgos de influjo y definir las mejores prácticas a aplicar en el Offshore Colombiano.

1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar una revisión bibliográfica de las diferentes causas que provocan los influjos indeseados.
- Explicar las técnicas que se llevan a cabo en un control de pozo.
- Definir los diferentes métodos para controlar y prevenir un influjo.
- Estudiar las últimas experiencias de influjos y reventones en campos offshore a nivel mundial.
- Definir mejores prácticas realizadas a partir de los errores cometidos en otros campos.
- Proponer una metodología para el control de un influjo en pozos offshore colombianos.

2. HISTORIA DE LA PERFORACIÓN OFFSHORE EN COLOMBIA

La perforación exploratoria en el caribe colombiano inicio a finales de los años 60 y acumula, hasta la fecha 63 pozos costa afuera. Actualmente en el país solo existen dos plataformas de producción de hidrocarburos costa afuera, Chuchupa “A” y Chuchupa “B”, las cuales entraron en funcionamiento en 1974 y 1996, respectivamente. Quedan ubicadas frente al corregimiento del pájaro, a 32 km de Riohacha. La primera a 11 km mar afuera y 17 m de columna de agua, con 9 pozos, y la segunda a 17,7 km de la costa y una columna de agua de 32 m, con 6 pozos. Las dos llegaron a aportar, junto al campo ballena que queda en la costa adyacente, el 65 % del gas comercial que consumía el país, sin embargo con el pasar de los años empezó a declinar su contribución[3].

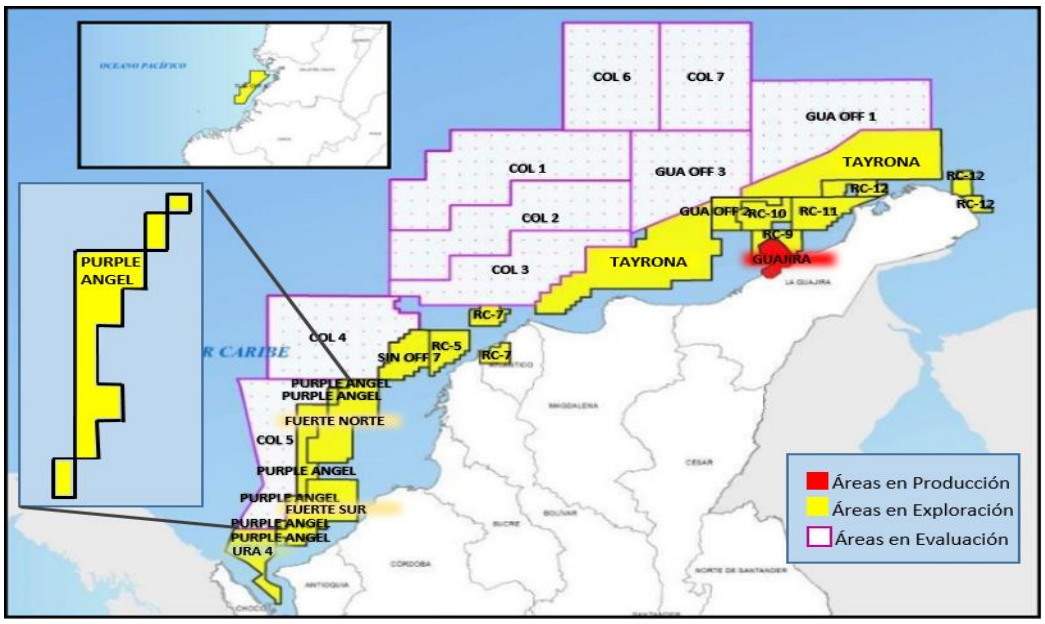
Figura 1. Figura 1. Localización Chuchupa “A” y Chuchupa “B”.

Fuente: Modificado de ANH. Indicadores y estrategias de crecimiento del sector de hidrocarburos colombiano. 2014.

[3] ANADARKO COLOMBIA COMPANY. Proyecto de perforación costa afuera Purple Angel en el caribe Colombiano p.1

A lo largo de los últimos años, se han desarrollado varios proyectos de exploración en el caribe colombiano. En los bloques Tayrona (sociedad con Petrobras, Ecopetrol y Repsol), Fuerte Sur, Fuerte Norte y Purple Angel (en sociedad con Ecopetrol y Anadarko, con representación de 50% para cada una). Ver Figura 2, en los cuales se encuentran los principales descubrimientos que son el pozo Orca-1, Kronos-1, Purple Angel-1 y Grogon-1.

Figura 2. Bloques en el mar caribe colombiano



Fuente: Modificado de ANH. Indicadores y estrategias de crecimiento del sector de hidrocarburos colombiano. 2014.

2.2. PROYECTOS RECIENTES DE EXPLORACIÓN MARINA

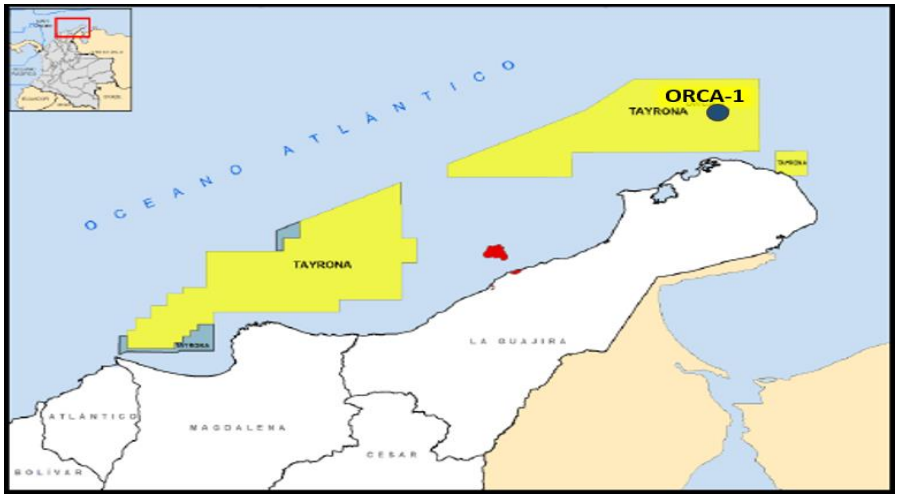
Pozo Orca-1

En diciembre de 2014, la Operadora brasileña Petrobras anuncio el descubrimiento de una acumulación de gas natural en el pozo exploratorio Orca-1, en el bloque Tayrona (en sociedad Petrobras con 40%, Repsol con 30% y Ecopetrol con 30%).

Se trató del primer descubrimiento en aguas profundas en Colombia, y el segundo en el mar caribe del país, después de Chuchupa, que se descubrió hace más de 40 años[4]. Como unidad de perforación se utilizó el buque Ocean Clipper NS-21 de posicionamiento dinámico, el cual no requiere ningún tipo de anclaje al lecho marino[5].

El pozo Orca-1 alcanzó una profundidad de 4.240 metros con una lámina de agua de 674 metros y está ubicado a 40 km costa del litoral a la altura de Bahía Hondita, departamento de la Guajira (ver Figura 3). Se pronostica que el gas que extraiga el pozo Orca 1 podría entrar en el mercado en el 2023 o 2024, según aseguró el presidente de Ecopetrol, Felipe Bayón[6].

Figura 3. Localización Pozo Orca-1



Fuente: Modificado de ANH. Indicadores y estrategias de crecimiento del sector de hidrocarburos colombiano. 2014.

[4] MEJIA, Nicolás. Indicadores y estrategias de crecimiento del sector de hidrocarburos colombiano. ANH. 2015.

[5] PETROBRAS. Descripción y características técnicas de las actividades de perforación en el pozo Orca-1. 2017. p.1.

[6] MOUTHÓN, Lupe. Gas de Orca podría entrar al mercado en 2023: Ecopetrol. [En línea]. El heraldo. 2018. (Recuperado en 25 septiembre 2018.) Disponible en https://www.elheraldo.co/economia/gas-de-orca-podria-entrar-al-mercado-en-2023-ecopetrol-532483.

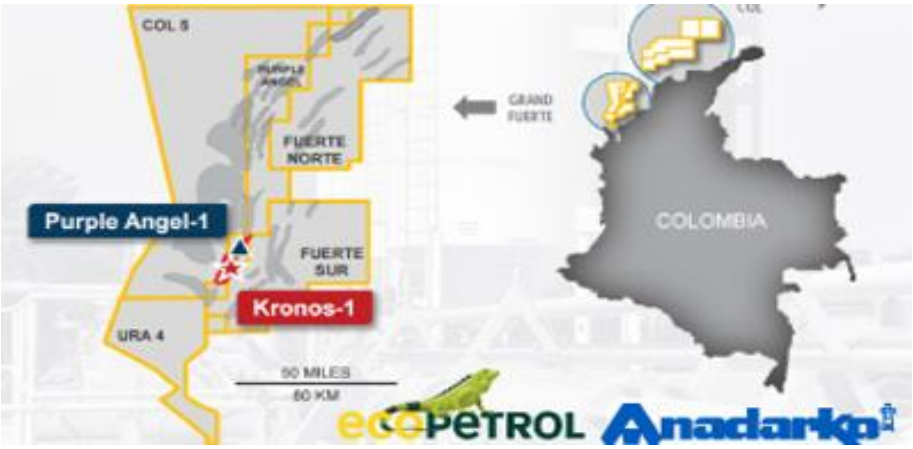
Pozo Kronos-1

En agosto del 2015 se descubrió el pozo Kronos-1, con una lámina de agua de 1.584 metros a una profundidad de 3.720 metros, donde se encontró un intervalo de arena neta gasífera entre 40 a 70 metros. Está ubicado a 53 km costa afuera en el bloque de exploración y producción Fuerte Sur, del que son socios Anadarko y Ecopetrol, cada una con 50% de participación[7].

Pozo Purple Angel-1

El primer éxito exploratorio del año 2016 se dio en el offshore con el pozo Purple Angel-1, ubicado en el bloque Purple Angel, a 4.7 kilómetros del pozo Kronos-1. Con una lámina de agua de 1.835 metros y a una profundidad total de 4.795 metros (ver Figura 4). En solo este pozo se probó presencia de gas en intervalos diferentes que sumarian hasta 34 metros de espesor neto[8].

Figura 4. Localización pozo Purple Angel-1 y Kronos-1



Fuente: Tomado de Ecopetrol, 2016.

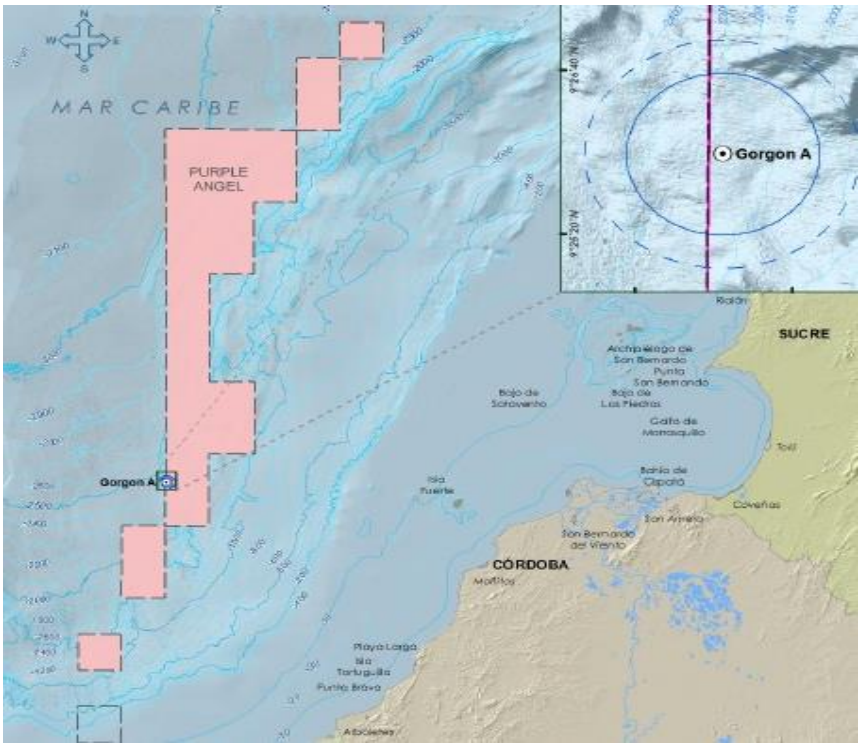
[7] ECOPETROL. Hallazgo de hidrocarburos en aguas ultra-profundas del caribe colombiano. 2015.

[8] ECOEPTROL. Pozo purple angel-1 encuentra gas en aguas profundas del caribe colombiano. 2017.

Pozo Gorgón-1

En el 2017 se descubrió el pozo Gorgón-1, el cual está ubicado a 67,19 km de la costa continental más cerca del caribe colombiano, con una lámina de agua de 2.316 metros y a una profundidad de 4.575 metros. Este pozo se encuentra localizado en el bloque Purple Angel[9], como se observa en la Figura 5.

Figura 5. Localización pozo Gorgón-1



Fuente: Tomado de ANADARKO. Plan manejo ambiental específico para el pozo exploratorio Gorgón, Purple Angel, caribe colombiano. p.7.

Para la perforación exploratoria de los pozos Kronos-1, Purple Angel-1 y Gorgon-1, se utilizó el MODU Bolette Dolphin. Embarcación de sexta generación construida en

[9] ANADARKO Plan manejo ambiental específico para el pozo exploratorio Gorgón, Purple Angel, caribe colombiano. p.10.

el año 2014, que cuenta con la tecnología, equipo y personal especializado para la perforación. Su posicionamiento es dinámico y está compuesta por un taladro (conjunto de equipos utilizados en perforación de los pozos) y una serie de equipos e instalaciones de apoyo (generadores de energía, alojamiento, helipuerto, entre otros) que facilitan la operación de la misma (ver Figura 6).

Figura 6. MODU exploratória marina Bolette Dolphin

Fuente: Tomado de ANADARKO. Plan manejo ambiental específico para el pozo exploratorio Gorgón, Purple Angel, caribe colombiano. p.15.

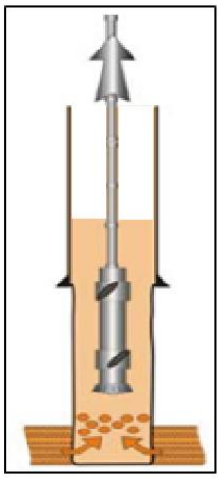
3. GENERALIDADES DE INFLUJOS

3.2. CAUSAS DE INFLUJOS

Para que ocurra un influjo deben existir dos condiciones necesarias, la presión en el pozo debe ser menor que la presión de la formación y que la formación tenga suficiente permeabilidad para permitir el flujo de fluidos dentro del pozo. Algunas de las causas más frecuentes de los influjos durante la perforación son:

- **Pozo con bajo nivel de lodo:** Cuando el nivel del lodo no es el suficiente en el hueco la presión hidrostática es menor a la esperada, al existir una presión hidrostática menor a la presión de la formación, esto permite el flujo de fluidos hacia el pozo[10] (ver Figura 7).
-

Figura 7. Pozo con bajo nivel de lodo

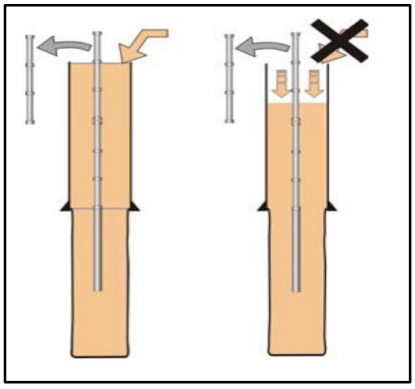


Fuente: Modificado de Manual de Control de Pozos, Well Control International. 2018.

[10] GRACE, Robert. Advanced Blowout & Well Control. Houston: Gulf Publishing Company. 1994. p. 29.

- **Llenado insuficiente durante viajes:** Cuando se saca la tubería el volumen que era ocupado por esta debe ser remplazado por fluido para mantener la presión, es necesario tener el conocimiento de fluido a agregar para así evitar que la formación tenga una presión mayor que la presión hidrostática en el pozo[11] (ver Figura 8).

Figura 8. Llenado insuficiente durante viajes



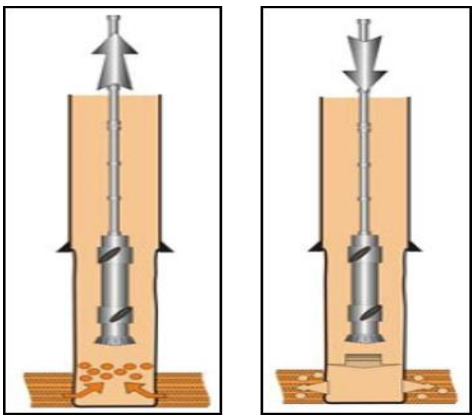
Fuente: Modificado de Manual de Control de Pozos, Well Control International. 2018.

- **Suaveo:** Cuando la tubería es retirada del pozo puede generar fricción, esta fricción genera un efecto de succión, que da lugar a una presión de fondo y como consecuencias puede dar paso a los fluidos dentro del pozo[12] (ver Figura 9).

[11] GRACE, Robert. Advanced Blowout & Well Control. Houston: Gulf Publishing Company. 1994. p. 29.

[12] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Well Control Operations API RECOMMENDED PRACTICE 59 (RP 59). First edition. Dallas.: 1987. p.25.

Figura 9. Suaveo o efecto pistón en un pozo



Fuente: Modificado de Manual de Control de Pozos, Well Control International. 2018.

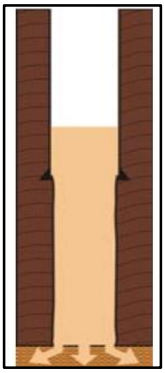
- **Densidad de lodo insuficiente:** Si la presión de la formación es mayor que la presión hidrostática que ejerce el lodo en esta, puede ocurrir un influjo[13].

- **Perdida de circulación:** La pérdida de circulación se entiende como la pérdida del fluido de perforación hacia la formación. Puede ocurrir por causas naturales como fracturas o presiones subnormales, o por causas inducidas como excesivo peso del lodo o excesiva presión de circulación en el anular. Al haber pérdida de fluido de perforación se pierde la presión hidrostática generada por el mismo, y al generarse una presión menor a la presión de la formación este puede generar un influjo en el pozo[14] (ver figura 10).

[13] GRACE, Robert. Advanced Blowout & Well Control. Houston, 1994: Gulf Publishing Company. 1994. p.40.

[14] Ibid., p. 41.

Figura 10. Perdida de circulación



Fuente: Modificado de Manual de Control de Pozos, Well Control International. 2018.

- **Drill steam test:** Esta prueba consiste en aislar y evaluar la presión, permeabilidad y capacidad productiva de una formación en perforación, se realiza poniendo un empaque encima de la formación a evaluar, y se deja a los fluidos de la formación fluir.[15]

- **Excesiva rata de perforación en arenas de gas:** Al perforar en una zona de gas los recortes de perforación se mezclarán con el lodo, una excesiva rata de perforación puede permitir que suficiente gas en lo recortes se mezcle con el lodo en poco tiempo, lo cual reduzca su presión hidrostática y permita un influjo. [16]

[15]AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Well Control Operations API RECOMMENDED PRACTICE 59 (RP 59). First edition. Dallas.: 1987. p.26.

[16] Ibid., p. 26.

3.3. CAUSAS ESPECIALES DE INFLUJO EN OPERACIONES OFFSHORE

Las causas de blowout en operaciones offshore no son muy ajenas a las causas en operaciones en tierra, en los pozos de perforación en aguas profundas ha de 4esperarse mayores presiones y mayores temperaturas lo que provee una ventana de operación con menor margen de trabajo, si a esto le sumamos la presión anormal que presentan algunos campos offshore, las condiciones de trabajo para perforar se hacen más complicadas en este tipo de operaciones. A continuación, identificamos algunas causas especiales de influjos en operaciones offshore.

- **Perdida de integridad:** Si en el riser ocurren fallas, pérdidas de fluido o este es desconectado. El fluido en el riser es cambiado por agua de mar y el gradiente de fluido dentro del riser es perdido y remplazado por el gradiente de agua de mar (0.445 psi/ft – 8.56 lb/gal aproximadamente) desde el punto de falla hasta el nivel del mar. Debido a esto, en ciertos casos puede ocurrir un influjo.

- **Colisión con pozo en producción:** En una perforación offshore se perforan varios pozos desde una misma plataforma. Si un pozo perfora el casing de producción de otro pozo, esto puede permitir el flujo de fluidos desde el pozo ya completado hacia el nuevo pozo, causando un influjo.[17]

- **Gas atrapado en la BOP:** Cuando se realice una operación donde el gas es circulado afuera de la línea de choque, puede quedar atrapado gas libre en la BOP cerrada. Este problema es más significativo con mayor profundidad de agua y tamaño de la preventora.

[17] HOLAND, Per. Offshore Blowouts Causes & Control. Houston, 1997: Gulf Publishing Company. 1997. p. 87.

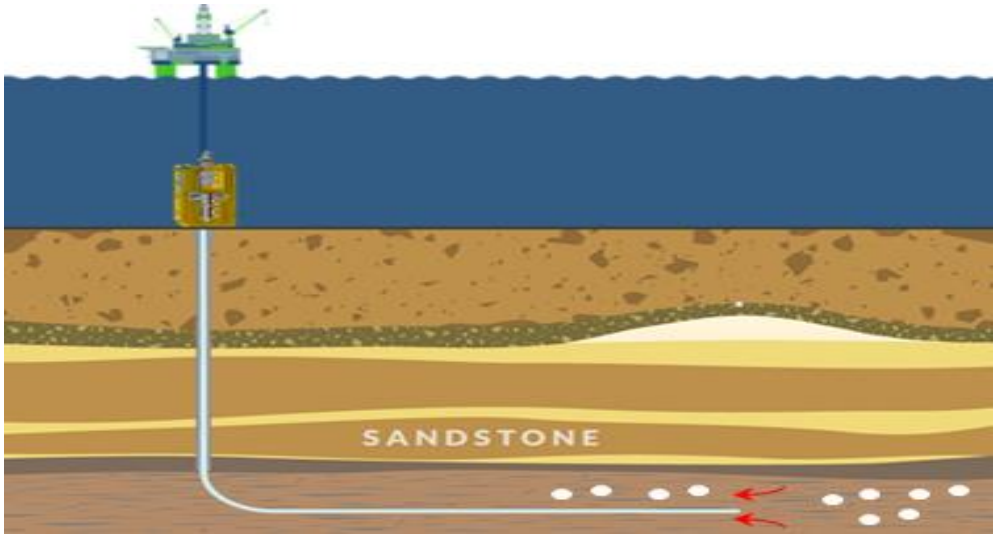
- **Asentamiento del cemento:** Una de las causas más comunes ocurre durante la cementación en operaciones offshore. Para cementaciones de casing de superficie encontramos desafíos como formaciones no consolidadas, con una ventana de operación pequeña o las bajas temperaturas en la superficie del suelo marino. En cuanto a operaciones de cementación de liner se encuentran retos como altas densidades equivalentes de circulación durante el bombeo y desplazamiento o se requieren largas columnas de lechada de cemento de peso liviano. Estas condiciones hacen de la cementación una de las principales causas de blowout en campos offshore, ya que el cemento no solo debe aislar el casing con las paredes del pozo, sino también tener una densidad que no fracture la formación.[18]

- **Desgaste de sellos en la preventora:** El movimiento de la tubería puede causar desgaste en los elementos sellantes, lo cual puede llevar a fallas en equipos y posteriormente a un mal sellado de la preventora o fugas que pueden permitir el escape de fluidos y un mal cierre del pozo.

[18] MISHRA, Pradeep. “Ultra Deep Water Cementing, Challenges and Solutions”. N 102042 SPE, Society of Petroleum Engineers. Mumbai 2006, Indian Drilling Technology Conference and Exhibition. India. Octubre 16-18. 2006.

3.4. CAUSAS DE INFLUJOS EN POZOS HORIZONTALES

Figura 11. Pozo Horizontal



Fuente: Modificado de Rigzone. Horizontal Drilling. [En línea]. 2015. (Recuperado en noviembre 2018.) Disponible en https://rigzonenews.wordpress.com.

- **Suaveo:** ocurre debido a la disminución del espacio anular, por los cortes acumulados en el cambio vertical/horizontal del pozo.

- **Perdidas de circulación:** por incremento de la ECD (Densidad equivalente de circulación), cuando el fluido está en la parte horizontal la ECD aumenta. Es clave tenerlo en cuenta para no salirse de la ventana de operación.

3.5. RIESGOS SOMEROS

En perforaciones offshore es importante tener en cuenta las acumulaciones de agua o gas que se encuentran con presiones anormales a profundidades bajas (menor a 399 ft) en las cuales todavía no se ha instalado la preventora. En perforaciones

offshore es común perforar sin un riser, para prevenir que el gas llegue a la plataforma y sea liberado en la superficie del fondo marino.
Cuando se perfora sin riser el fluido de perforación es agua marina, por lo cual está limita la presión hidrostática e incrementa las posibilidades de un influjo somero. Sin embargo, esta es la manera más segura de perforar ya que evita el gas en plataforma. Más adelante se hablará de mejores prácticas y recomendaciones para de influjos someros.

3.6. SEÑALES DE PREVENCIÓN DE UN INFLUJO

Existen diferentes señales que permiten saber que está ocurriendo un influjo en el pozo. Es importante identificarlas a tiempo para así evitar un derrame, estas pueden ser divididas en dos:

3.6.1. Respuestas físicas del pozo

Para poder saber que hay un influjo en una fase temprana, existen varias señales físicas que pueden identificar la ocurrencia de este. A continuación, presentaremos las señales físicas para identificar un influjo:

- **Ganancia de volumen en tanques:** En caso de existir un influjo, se observara un incremento en el nivel de los tanques de lodo, al existir una ganancia de fluido en el pozo este se ve reflejado en superficie.[19]

  Incremento de tasa de retorno de lodo: Si el caudal de las bombas es constante, la tasa de fluido que entra al pozo debe ser igual a la tasa de fluido

[19] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Well Control Operations API RECOMMENDED PRACTICE 59 (RP 59). First edition. Dallas.: 1987. p.27.

que sale, en caso de apreciarse un incremento en la tasa que sale del pozo puede ser un indicio fuerte de que el pozo está ganando fluido de la formación. [20]

- **Variación de presión de la bomba:** Al ingresar un fluido con menor densidad en el pozo, la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación disminuye, y como consecuencia la presión necesaria de bombeo disminuye a causa de que se necesitará menor fuerza para mover el fluido.[21]

- **Cambio de peso en la sarta:** El fluido dentro del pozo aporta en la tubería una flotabilidad que permite sostener parte del peso de la tubería, si el fluido de perforación tiene mayor densidad aportará mayor apoyo en la sarta, en caso de existir fluido de la formación esta densidad del fluido disminuye y consecuentemente mayor será el peso de la tubería y menor será la flotabilidad del fluido de perforación.

- **Reducción en la densidad del lodo:** Un influjo en el pozo significa una reducción de la densidad del fluido de perforación, si a esto se le suma que a medida que el gas sube por el anular este se expande, puede llegar a reducir significativamente la densidad del fluido de perforación.

- **Aumento de ROP:** Un aumento de la ROP significa un aumento en la velocidad de perforación, esto quiere decir que la formación que se está perforando puede o no contener fluidos de mayor presión atrapados.

---

[20] WELL CONTROL INTERNATIONAL. Manual de Control de Pozos: Well Control Manual. Colombia, p. 40.

[21] Ibid., p. 40-41.

3.6.2. Respuesta química del pozo

- **Cambio en contenido de sales en el lodo:** Los fluidos provenientes de la formación se caracterizan por tener un alto contenido de sales y minerales, un incremento considerable de las sales del lodo de retorno puede ser una señal de que está ocurriendo un influjo. [22]

- **Muestras de aceite o gas en el lodo:** rastros de gas o de aceite en el lodo puede significar que está ocurriendo un influjo, Esta es considerada una de las señales tempranas de un influjo. El fluido mezclado con el lodo puede venir de los cortes de la perforación y a medida que sube por la tubería se expande disminuyendo la presión hidrostática en el pozo, si no se tiene en cuenta y está reducción es considerable puede llevar a un influjo.

3.7. HISTORIAL PREVIO DEL CAMPO Y EXPERIENCIAS PERFORANDO

En un campo ya perforado anteriormente existen otras formas de prever a que profundidad ocurrirá un influjo con datos o experiencias de pozos ya perforados, estas pueden servir para reaccionar a tiempo y estar preparado con anterioridad de que ocurra el influjo, los siguientes son factores en la formación que se pueden tener en cuenta al perforar un nuevo pozo.

- Zonas con capacidad para fluir
- Gradientes de fractura
- Gradientes de formación
- Permeabilidad de la formación e intervalos de perdida de circulación.

[22] HUGHES T. L. “The Chemical Logging of Drilling Fluids.” N 23076-PA, Schlumberger Cambridge Research, Society of Petroleum Engineers, 1995.

4. TECNICAS EMPLEADAS EN EL PROCEDIMIENTO DEL CONTROL DE POZO

La tecnología submarina disponible hoy en día comprende una amplia variedad de equipos y actividades: cables guía para descender los quipos al fondo del mar, arboles de válvulas de cabezal de pozo o producción, preventoras de blowout (BOPs), arboles de intervención y de prueba; conjuntos de válvulas de distribución, plantillas; ROVs, líneas de flujo, tubos ascendentes (Riser), sistemas de control, sistemas de distribución de energía eléctrica, bombeo y medición de fluidos, y separación y reinyección de agua.

El control del pozo incluye el manejo de los peligrosos efectos de altas presiones, inesperadas, en el equipo de superficie de los taladros de perforación que trabajan en busca de crudo o gas. El fracaso del manejo y control de estos efectos de la presión puede causar muertes, afectaciones al medio ambiente y daños a los equipos. Las situaciones de control del pozo manejadas indebidamente pueden resultar en un reventón.

Este, implica vigilar los síntomas de situaciones inminentes de desequilibrio de presión y los procedimientos para operar los equipos en el sitio del pozo, entender la situación y tomar acciones correctivas.

El control de pozos puede ser clasificado en tres categorías:

1. **Control primario de pozos**: Es realizado a través de la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación, la cual debe ser mayor a la presión de la formación, pero a su vez menor que la presión de fractura.

2. **Control secundario de pozos**: Es integrado por la Blowout preventor (BOP), la cual consiste en un arreglo de válvulas utilizada para evitar que los fluidos de la formación lleguen a superficie.

3. **Control terciario de pozos:** Este es un método especial utilizado cuando los métodos primarios y secundarios han fallado en controlar las presiones en el pozo, entre los métodos de control terciarios encontramos:
    - Plugs de barita.
    - Plugs de cemento.
    - Reactive squeeze plug mixes.
    - Perforar un pozo de alivio.

4.1. CONTROL DE POZO PRIMARIO

Es el control ejercido por la columna del lodo que mantiene una presión mayor a la presión de la formación, normalmente usando fluido de perforación. La densidad del fluido de perforación estará determinada por las presiones de poro y presiones de fractura de la formación.

4.1.1. Presión de poro: Se define como la presión a la cual se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación, puede ser clasificada en presión de poro normal, subnormal o anormal.

4.1.1.1. Presión de poro normal: Es igual a la presión hidrostática del agua dada desde la superficie hasta la formación de interés. En el caso de campos offshore la presión ejercida por la lámina de agua debe ser sumada a ésta.

4.1.1.2. Presión de poro subnormal: Se define como cualquier presión de formación menor que la presión poro correspondiente esperada a esa profundidad.

➢ **Causas de presión de poro subnormal**

- **Acortamiento de las formaciones:** En el proceso de compresión de estratos, las capas superiores se pueden doblar hacia arriba y las inferiores hacia abajo, mientras que las intermedias deberán expandirse para llenar el espacio, lo cual crea una zona de presión subnormal (ver figura 12).

Figura 12. Presión subnormal

Fuente: Modificado de SMITH, Randy. Control de Pozos, perforación, completamiento y reacondicionamiento.

- **Expansión termal:** A medida que los sedimentos son enterrados la temperatura incrementa, el fluido dentro de ellos se expande, la densidad decrece y la presión aumenta.

- **Depleción:** Cuando los fluidos son producidos de una formación en la cual no hay subsidencia ni suministro de presión (acuífero, capa de gas, otros). Esto ocurre normalmente perforando pozos en los cuales el yacimiento ya está en producción.

- **Movimientos epirogénicos:** Ocurre cuando hay un cambio de elevación en formaciones descubiertas al aire libre, por otro lado, si una es levantada causa sobrepresión, si es descendida causa presiones subnormales.

4.1.1.3. Presión de poro anormal: También llamada sobrepresión, es definida como la presión de poro mayor que la presión de poro normal, se da principalmente por dos procesos, el incremento del esfuerzo aplicado en una roca compresible, y la expansión del fluido dentro de un espacio poroso.

➢ **Causas de presión de poro anormal**

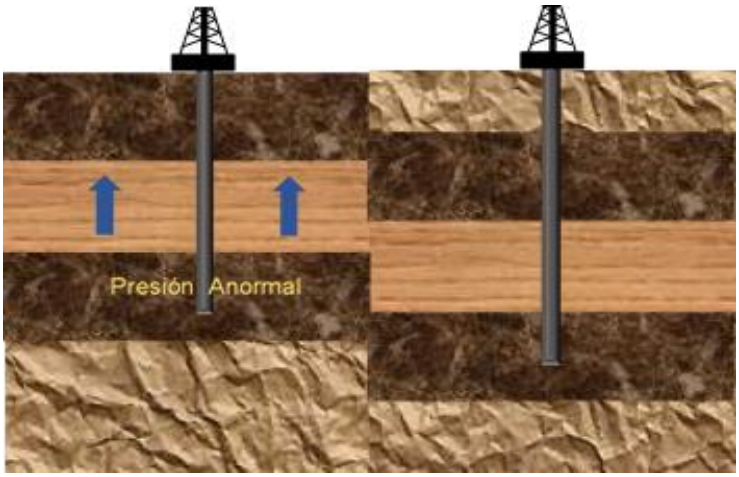
- **Lechos salinos:** Además de que sirven como sello los lechos salinos, estos al ser puestos bajos condiciones de altas presiones y temperaturas pueden llegar a convertirse en materiales pseudoplasticos, dando soporte a formaciones sobrepuestas. Por esta razón trasmiten mayor sobrecarga a las formaciones permeables que estén ubicadas debajo. Sin permitir liberación de fluidos y por lo tanto de presión (ver Figura 13).

Figura 13. Presión anormal por lechos salinos

Fuente: Modificado de SMITH, Randy. Control de Pozos, perforación, completamiento y reacondicionamiento.

- **Erosión y levantamiento:** Ya sea por actividad tectónica o erosión el movimiento de las capas hacia una de menor profundidad de la cual estaba depositada, la presión es anormal si los fluidos no se han escapado (ver Figura 14).
-

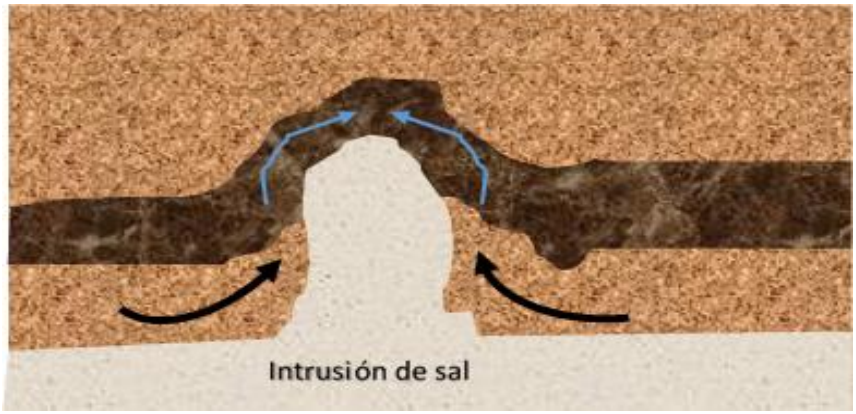
Figura 14. Presión anormal por erosión y levantamiento



Fuente: Modificado de SMITH, Randy. Control de Pozos, perforación, completamiento y reacondicionamiento.

- **Causas tectónicas:** Esta forma de presión anormal puede presentarse ya sea por compresión tectónica la cual es aplicada de forma horizontal en las formaciones causando presiones anormales, también puede presentarse por diapirismo (sal y lutita), el diapirismo es la intrusión de una formación por una formación más profunda menos densa. Esto se ve en domos salinos y en volcanes de lodos (ver Figura 15).

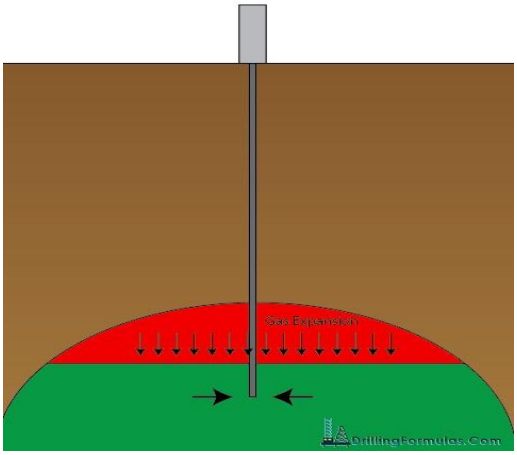
Figura 15. Causas tectónicas por intrusión de sal



Fuente: Modificado de SMITH, Randy. Control de Pozos, perforación, completamiento y reacondicionamiento.

- **Capa de gas:** El gas entrampado, muchas veces como ayuda para producir el petróleo puede generar una presión anormal por la diferencia en las hidrostáticas naturales (ver figura 16).

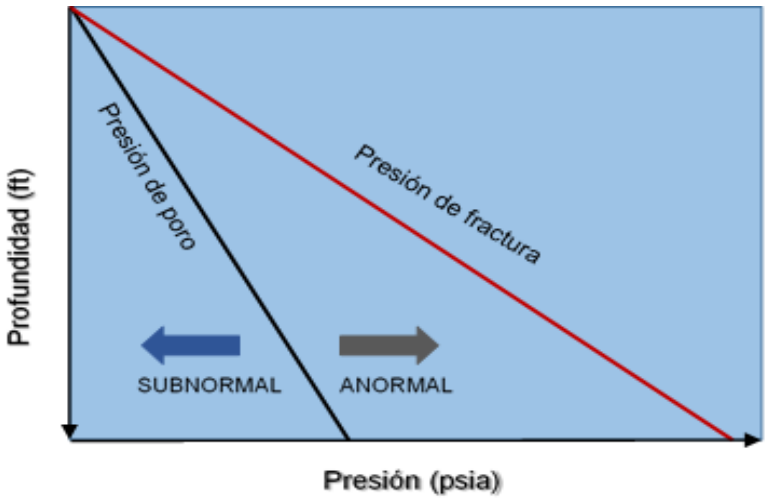
Figura 16. Empuje natural por capa de gas



Fuente: Tomado de Perfoblogger. Mecanismo de expansión por capa de gas. [En línea]. 2016. (Recuperado en 20 noviembre 2018.) Disponible en http://perfob.blogspot.com/2016/03/mecanismo-de-expansion-por-capa-de-gas.html.

4.1.2. Presión de Fractura: Se define como la presión a la cual se supera la resistencia de la formación y se genera una fractura. Es de suma importancia en perforación ya que si ésta es superada puede ocurrir una pérdida de fluido de perforación y como consecuencia una disminución en la columna hidrostática (ver Figura 17).

Figura 17. Grafica de presión vs. Profundidad



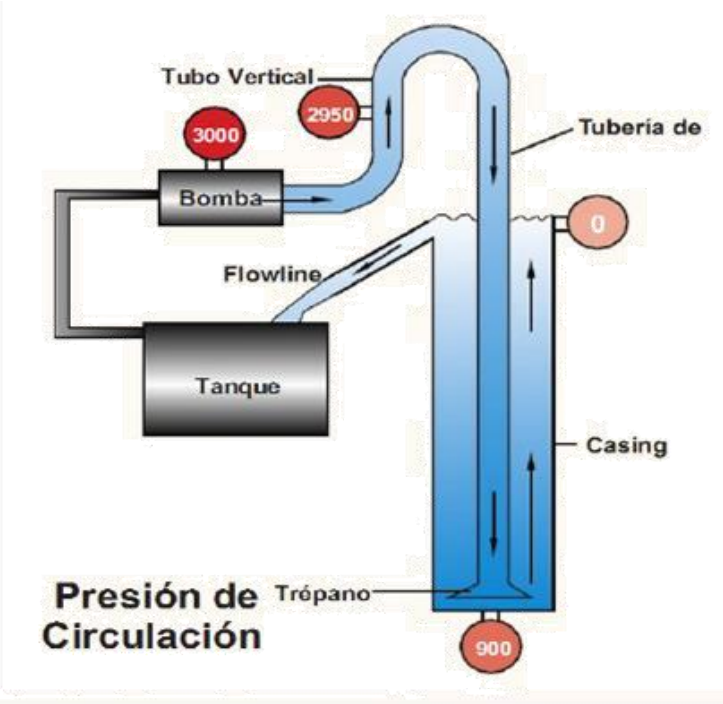
Fuente: Modificado de Schlumberger. Hydrostatic pressure. [En línea]. (Recuperado en diciembre 2018.) Disponible en https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/h/hydrostatic_pressure.aspx.

Teniendo claros los conceptos de presión de poro y presión de fractura es importante saber que el conocimiento de las condiciones de presión del subsuelo es crucial para el diseño del pozo. Los rangos de densidades del lodo de perforación son cruciales para controlar las presiones en fondo y determinar la profundidad de asentamiento del casing. La densidad del lodo de perforación tendrá que encontrarse por encima de la presión de poro para poder controlar los esfuerzos presentes en la formación y prevenir influjos, y por debajo del gradiente de fractura para evitar la ruptura de la formación y a su vez perdidas de fluido, como observa en la Figura 18.

4.1.3. Densidad equivalente de circulación (ECD): La densidad equivalente de circulación es la densidad del lodo en fondo de pozo cuando está circulando. Es la densidad equivalente cuando se adiciona a la presión hidrostática del lodo la perdida de presión en el espacio anular y luego se convierte a peso de lodo equivalente.

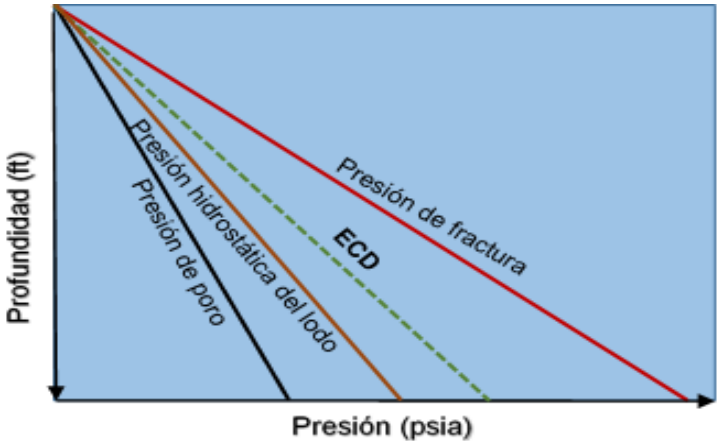
Conociendo la ECD podemos evaluar el incremento de densidad necesario en el lodo para evitar un influjo o surgencia. En la Figura 18 se muestra un sistema normal de circulación de lodo en un pozo, y en la Figura 19 se ve cómo la ventana operativa se ve afectada cuando se tiene en cuenta la ECD.

Figura 18. Presión de circulación



Fuente: Tomado de Scribd. Densidad equivalente de circulación. [En línea]. 2013. (Recuperado en noviembre 2018.) Disponible en https://es.scribd.com/doc/153021372/Densidad-Equivalente-de-Circulacion.

Figura 19. Margen operativo de operación



Fuente: Modificado de Slideshare. Principios sobre hidráulica de perforación. [En línea]. Schlumberger. (Recuperado en 28 de noviembre.) Disponible en https://es.slideshare.net/josedavidpenagosmontealegre/22-principios-de-hidrulica-de-perforacin.

4.1.3.1. Calculo de la Densidad equivalente de circulación

$$DEC = \frac{\Delta Pa}{0{,}052 * TVD} + \rho_o \qquad (1)$$

Donde:

DEC: Densidad equivalente de circulación, en lb/gal.

ΔPa: Pérdida de la presión en el espacio anular, en Psi.

TVD: Profundidad vertical verdadera, en ft.

ρ_o: Densidad de lodo equivalente en el hueco, en lb/gal.

4.1.4. Métodos para reestablecer el control primario del pozo. A continuación, se realizará una breve explicación de algunos métodos utilizados cuando el fluido de perforación falla en controlar el pozo y el fluido de la formación le gana a la presión hidrostática del fluido de perforación. Estos son los métodos más usados en la industria. Para realizar estos procedimientos es importante primero:

- Detectar el influjo
- Parar las bombas y la rotación de la tubería
- Cerrar las BOP.
- Monitorear la presión de cierre hasta que la presión del pozo es igual a la presión de la formación.
- Leer presiones de cierre de la tubería de perforación (SIDP) y presión de cierre del casing (SICP).

4.1.4.1. Método del perforador. Se caracteriza por ser un método que utiliza dos fluidos de circulación, uno para circular el influjo afuera con el peso de lodo original, y el otro para matar el pozo.

➢ **Ventajas**

- La circulación es inmediata.
- No se necesita aumentar el peso del lodo para iniciar el procedimiento.

➢ **Desventajas**

- Tiempo más prolongado en el choque.
- Presiones más altas en superficie que el método de esperar y pesar.
- La presión del zapato más alta lo cual significa una mayor presión de asentamiento del casing y posiblemente pérdidas de circulación.

- **Procedimiento**

Para este método el caudal de circulación y la presión de la tubería de perforación debe ser constante y esto se logra manipulando el choque. Durante la circulación el influjo genera expansión del gas y disminuye el lodo en el anular, por esto es necesaria una mayor presión en el casing para mantener una BHP constante. Una vez el influjo ha salido la SIDPP y la SICP debe ser igual.[23]

1. Abrir el choque y llevar las bombas a caudal reducido.
2. Una vez alcanzado el caudal reducido la presión en la tubería de perforación debe ser igual a la presión de circulación inicial calculada a continuación en las ecuaciones.
3. Bombear fluido inicial manteniendo la SIDPP constante hasta sacar todo el influjo.
4. Cerrar el choque simultáneamente y parar las bombas, en este punto SIDPP= SICP.
5. Circular lodo de matar manteniendo la SICP constante esto se logra ajustando el choque.
6. Continuar bombeando fluido manteniendo al SIDPP constante hasta que el lodo de matar llegue a superficie, cuando el fluido llegue a superficie SICP debe ser cercano a 0.
7. Cerrar choque y parar de bombear fluido, en este punto SIDPP y SICP deberán ser cercanas a 0.
8. Abrir preventoras y continuar operación.

[23] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Well Control Operations API RECOMMENDED PRACTICE 59 (RP 59). First edition. Dallas.: 1987. p.25.

4.1.4.2. Método de esperar y pesar. A diferencia del método del perforador, se usa un solo fluido de circulación, su nombre se debe a que se espera un tiempo mientras se aumenta el peso del lodo antes de circular el influjo afuera del hueco, este método es aplicado cuando la presión en el zapato del casing que se requiere aplicar no es tan alta.

➢ **Ventajas**

- Las presiones ejercidas sobre el hueco y sobre el equipo de control de presión son menores que las alcanzadas con el método del perforador.
- La máxima presión sobre el zapato es menor que con el método del perforador.
- El pozo está bajo presión por menor tiempo.

➢ **Desventajas**

- Antes de empezar el pozo necesita múltiples circulaciones.
- Más difícil mantener constante la BHP.

➢ **Procedimiento**

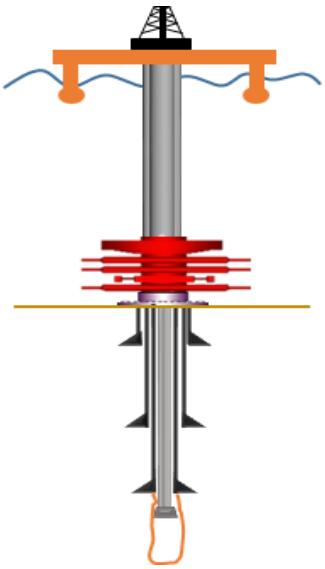
En este caso la tubería de perforación se utiliza para controlar la BHP, sin embargo, SIDPP cambia a medida que va cambiando a un lodo más pesado. Esto puede manipularse con el choque. Cuando el lodo con la densidad de matar llega a la broca la presión final se mantiene hasta que el fluido pesado llega a superficie y el pozo ha sido controlado.

1. Mezclar fluido de matar manteniendo la SIDPP constante.

2. Abrir choque mientras se lleva bombas a caudal de matar, ajustar el choque para mantener SICP constante, en este punto SIDPP es igual a presión inicial de circulación calculada.
3. Mantener bombeo y densidad de lodo constante, cuando el fluido de matar llegue a la broca ajustar presión en el anular con el choque para mantener SIDPP constante hasta que el lodo de matar es circulado a superficie.
4. Una vez el lodo llega a superficie apagar bombas y cerrar pozo, en este punto la presión debe ser 0.
5. Si no es 0 repetir operaciones con ajuste de densidad de lodo.
6. Una vez alcanzado una presión 0 en el pozo abrir preventoras y continuar operaciones.

Ahora es necesario antes de pasar a los cálculos de cada método, tener claro algunos conceptos y fórmulas que son mencionados a continuación y serán necesarias para poder desarrollar cada método.

Figura 20. Plataforma semisumergible de perforación

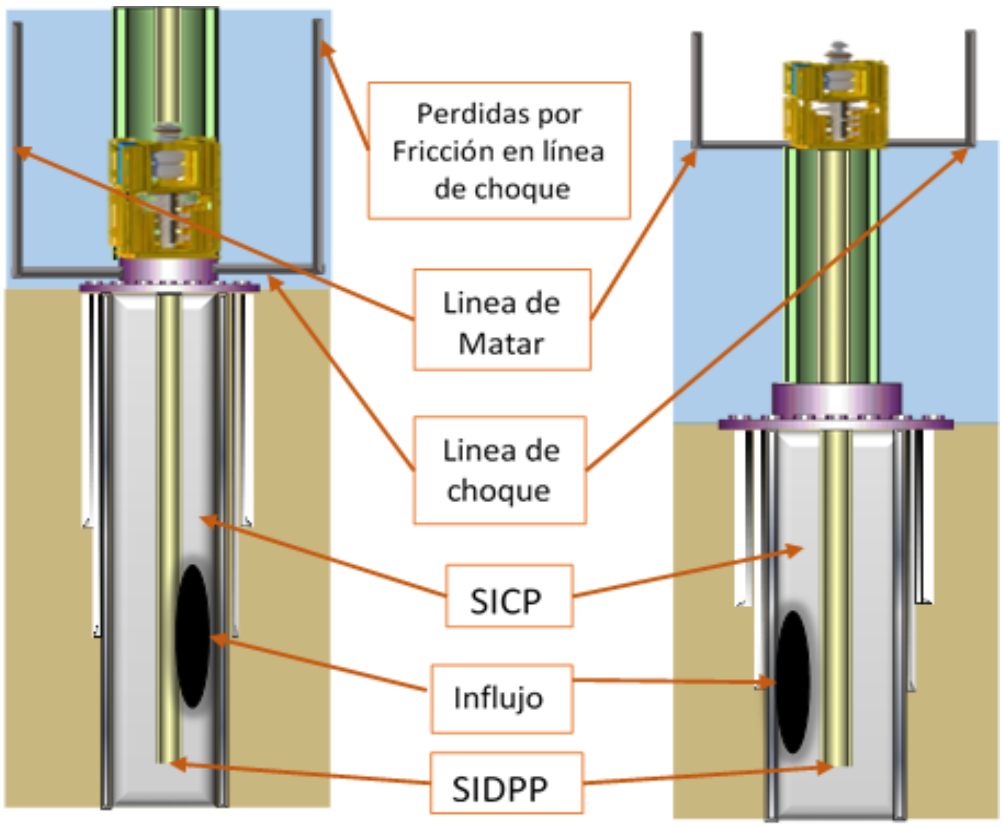


Fuente: Modificado de ROSSLAND, Oystein. A Discussion of Well Control Methods. Tesis de maestria. University of Stavenger. 2013.

Cuando se tiene una BOP en el suelo del lecho marino es importante tener en cuenta que cuando se va a circular la patada afuera del hueco la presión del choque debe ser regulada a la presión de la línea de matar, y la BHP es regulada a la presión de choque inicial. También es importante tener en cuenta que cuando se tiene una longitud considerable de línea de choque las pérdidas por fricción deben ser añadidas en la presión de choque inicial tal como se muestra en la Figura 21, esto ocurre normalmente cuando la BOP se encuentra en la plataforma y no en el lecho marino.

Es importante resaltar que la presión de choque es la utilizada como guía para mantener la presión de fondo constante en la circulación del influjo.

Figura 21. Preventoras en pozos offshore



Fuente: Modificado de ROSSLAND, Oystein. A Discussion of Well Control Methods. Tesis de maestria. University of Stavenger. 2013.

- Cálculo para la presión de choque inicial para BOP en plataforma:

$$Presión\ de\ choque\ inicial = SICP + SM - \Delta Fricción\ cl \quad (2)$$

Donde:

$SICP$: Presión dentro de la tubería de revestimiento, en psi

SM: Margen de seguridad, en psi

$\Delta Fricción\ cl$: Diferencial de fricción en el choque.

- Presión de choque inicial para BOP fondo marino:

$$Presión\ de\ choque\ inicial = SICP + SM \quad (3)$$

Con la BOP cerrada las presiones en la tubería y el anular incrementan, esto debido al flujo de fluidos de la formación al pozo. Se procede a medir SIDPP. Esta será la presión de fondo de pozo menos la presión hidrostática del lodo en la tubería. También se procede a leer la SICP. Al tener el influjo en el anular la lectura de SICP será mayor que SIDPP. Esto debido a la mezcla de fluidos en el anular lo que reduce la presión hidrostática, a medida que el influjo circula por el anular.

➢ **Ecuaciones**

- Definir presión de poro

$$P_p = SIDPP + (0.052 * \delta_{lodo} * TVD) \quad (4)$$

Donde:

P_p: Presión de poro, en psi

δ_{lodo}: Densidad del lodo, en ppg

TVD: Profundidad vertical verdadera, en ft

SIDPP: Presión dentro de la tubería de perforación, en psi

- Definir Peso del lodo de matar:

$$\delta_{lododematar} = \frac{SIDPP + SM}{0.052 * TVD} + \delta_{lodo} \quad (5)$$

Donde:

$\delta_{lododematar}$: Densidad del lodo de matar, en ppg

SM: Margen de seguridad, en psi

- Definir Presiones de circulación

1. Presión inicial de circulación (ICP)

$$ICP = SIDPP + SM + SR \quad (6)$$

Donde:

SM: Margen de seguridad

SR: Presión de circulación aguas arriba del riser (fricción) psi

2. Presión final de circulación (FCP)

$$\mathrm{FCP} = \mathrm{SR} + \left(\frac{\delta_{lodo\ de\ matar}}{\delta_{lodo\ inicial}}\right) * Pr \qquad (7)$$

Donde:

Pr: Presión de circulación a caudal reducido

FCP: en psi

- Tiempos de circulación

Para calcular los tiempos de circulación es necesario hallar previamente los volúmenes de:

- ✓ Tubería de perforación (DP).
- ✓ Drill collar (DC).
- ✓ Anular (revestimiento - tubería de perforación) (CSG).
- ✓ Anular (Hueco abierto - Tubería de perforación) (OH).
- ✓ Anular (Drill collar - hueco abierto)

$$Volumen\ DP = CDP * TVD_{DP} \qquad (8)$$

$$Volumen\ DP = CDP * L_{Dc} \qquad (9)$$

$$Volumen\ DP - CSG = \frac{{ID_{csg}}^2 - {OD_{DP}}^2}{1029.4} * TVD_{CSG} \qquad (10)$$

$$Volumen\ DP - OH = \frac{{ID_{OH}}^2 - {OD_{DP}}^2}{1029.4} * (TVD_{DP} - h_{agua}) \qquad (11)$$

$$Volumen\ DC - OH = \frac{{ID_{OH}}^2 - {OD_{DC}}^2}{1029.4} * L_{DC} \quad (12)$$

Donde:

L_{Dc} (longitud): ft

ID (diámetro interno): in

OD (diámetro externo): in

$Volumen$: bbl

$hagua$ (lámina de agua de la plataforma): ft

Luego se procede a calcular los Strokes necesarios por la bomba, en este caso se halla para cada volumen hallado en el paso anterior

$$\#strokes: Volumen * Capacidad\ de\ la\ bomba$$

Donde:

$Capacidad\ de\ la\ bomba$: bbl/stroke

Por último, se procede a calcular el tiempo de cada sección con su respectivo número de strokes:

$$Tiempo: \frac{\#\ strokes}{strokes/min} \quad (13)$$

Una vez calculado el tiempo para cada sección se procede a sumar para hallar el tiempo total de circulación:

$$Tiempo\ _{total}: \sum tiempo\ de\ cada\ seccion \quad (14)$$

4.2. CONTROL DE POZO SECUNDARIO

Las operaciones Offshore, especialmente las de aguas profundas y ultra-profundas, requieren de un elemento de alta confiabilidad, siendo esta la diferencia entre la seguridad y un desastre anunciado. Una BOP (blowout preventer) es el principal equipo de seguridad del pozo, una vez que permita el cierre de este en casos de descontrol, evitando la contaminación del ambiente y accidentes en la plataforma. Este equipo solo es accionado cuando el control primario del pozo ha fallado (ocurre un influjo) y se necesita iniciar las medidas de control secundario para evitar un derrame.

Hoy en día las BOP's de aguas profundas pueden ser requeridas para permanecer bajo el agua durante largos periodos de tiempo que van desde 45 a 90 días para un solo pozo, hasta más de un año en los casos en que requieren perforación y completamiento en múltiples pozos. estas han evolucionado con el tiempo, la tecnología de sellado ha mejorado radicalmente con nuevos materiales y compuestos que se utilizan para formular elementos de sellado capaces de soportar temperaturas extremas y ambientes con fluidos hostiles[24].

La BOP es una válvula especializada, grande, usada para sellar, controlar y monitorear los pozos de gas y petróleo. Estas fueron desarrolladas para enfrentar presiones erráticas extremas y flujo incontrolado. Además de controlar la presión del pozo y el flujo de petróleo y gas, las preventoras evitan que la tubería de perforación y revestimiento, las herramientas y los fluidos de perforación sean expulsados del recinto del pozo cuando hay un amago de reventón. Esto significa

[24] WHITBY Mel. Designe evolution of subsea BOP, Cameron's Drilling System Group. 2007. p.1.

que son críticas para la seguridad de la cuadrilla, los equipos, el ambiente, para el monitoreo y mantenimiento de la integridad del pozo; por esta razón, las BOP deben ser dispositivos a prueba de fallas[25].

Las unidades flotantes utilizan los mismos tipos de preventoras que operan en equipos terrestres, solo con ciertas variaciones que las incorpora cada fabricante. Usualmente en operaciones offshore la BOP es instalada en el lecho marino, sin embargo, esta presenta diversas dificultades; por tal razón algunas compañías han desarrollado una nueva tecnología, denominada BOP de superficie (SBOP), para perforación en agua profundas. Según la literatura esta aplicación puede ser favorable ya que han demostrado aspectos positivos para la seguridad del personal y del medio ambiente[26]. La SBOP no se menciona en este trabajo debido a que en Colombia se utiliza la BOP en el lecho marino.

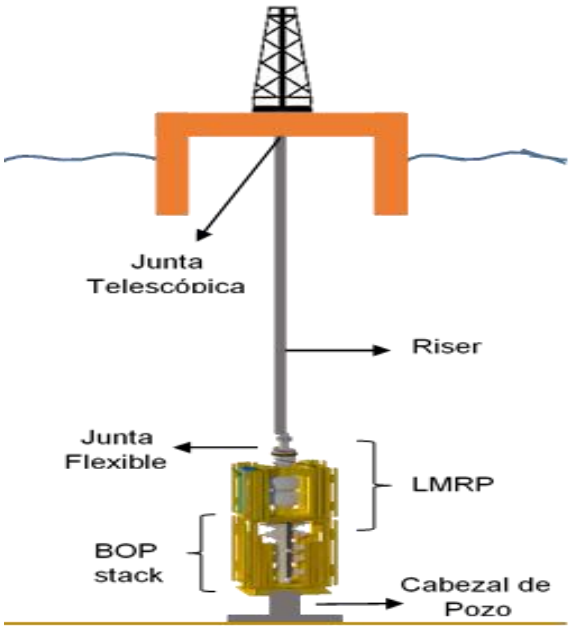
Las BOP's submarinas están equipadas con sistemas de control más complejos y normalmente poseen diámetros interiores más grandes y especificaciones de presión de trabajo más altas que sus contrapartes en la superficie. Normalmente un arreglo de BOP, se compone de un conector hidráulico en cabeza de pozo, seguido por algunos preventores tipo ram, un anular inferior, un conector de riser y un anular superior. Según la literatura una BOP submarina también se puede encontrar dividida en dos partes que se unen por medio de un conector hidráulico, la parte superior es conocida como el paquete inferior del riser LMRP (Lower Marine Riser Package) la cual normalmente consiste del anular superior, la junta esférica o flexible y el conector hidráulico. La otra parte es la inferior, llamada BOP stack, que corresponde al conjunto inferior de válvulas (ver Figura 22). La única posibilidad de

[25] PETRÓLEO MUNDO. Principios del control del pozo y BOP. [en línea]. (Recuperado en 1 febrero 2019). Disponible en http://petroleomundo.blogspot.com/2015/04/principios-del-control-del-pozo-y-bop.html.

[26] SOUZA Peter. O que é BOP. 2016. [en línea]. (Recuperado en 15 de febrero de 2019). Disponible en https://www.linkedin.com/pulse/o-que-%C3%A9-bop-peter-pereira-

encontrar una diferencia en aquellas configuraciones donde pueden venir dos anulares juntos en un LMRP.

Figura 22. Equipo de perforación con BOP



Fuente: Modificado de FLATERN Rick. Preventores de reventón, Schlumberger. 2016.

Según el API-RP53, las configuraciones para seleccionar que arreglo y cuantos preventores de arietes y anulares que serán utilizados, dependerá del programa de cada pozo y las presiones con las cuales se trabajara[27]. A continuación, se puede observar en la siguiente tabla la clasificación de BOP según la presión de trabajo, donde se ven diferentes clases de presión de BOP definidas por la API en seis categorías básicas.

Tabla 1. Clasificación de BOP según la presión de trabajo por la API-RP53

Clase API	Presión de trabajo (psi)

[27] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment System for Drilling Wells. Third edition. Dallas.: 1997. p.7.

2K	2000
3K	3000
5K	5000
10K	10000
15K	15000
20K	20000

Los códigos de los componentes de una BOP submarina, es una forma de representar simplificadamente el arreglo que fue escogido para esa BOP, como se ilustra en la siguiente tabla[28].

Tabla 2. Componentes de una BOP con su símbolo y variación

Componente	Símbolo	Variación
Preventora Anular	A	Au: Anular superior AL: Anular inferior
Preventora Ram	R	R: Simple Rd: Doble Rt: Triple
Drilling spool	S	-

[28] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment System for Drilling Wells. Third edition. Dallas.: 1997. p.13.

Presión de Trabajo	K	-
Conector	C	Cr: Conector de riser usado para asegurar el conjunto de BOP con el LMRP. Cw: Conector de cabeza de pozo

Ejemplo de una configuración de BOP submarina, donde se puede observar tres puntos importantes. Primero es la clase de presión en miles, seguido por la dimensión de equipamiento o el diámetro interno de la BOP y por último el arreglo que compone esa BOP.

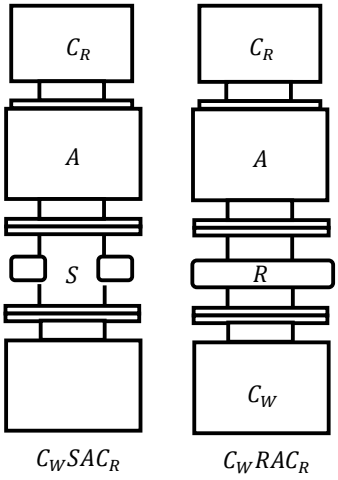
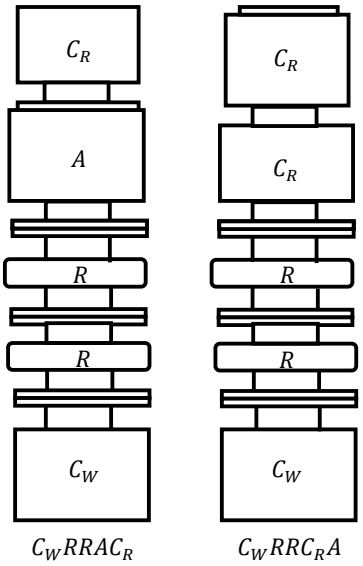
$$10K - 18\frac{3}{4} - C_W R_d R_d A_L C_R A_U$$

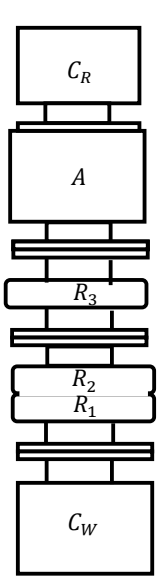
A continuación, se pueden observar los posibles arreglos de BOP, sin embargo, independientemente del arreglo que se escoja para la BOP se deben cumplir algunas condiciones básicas[29]:

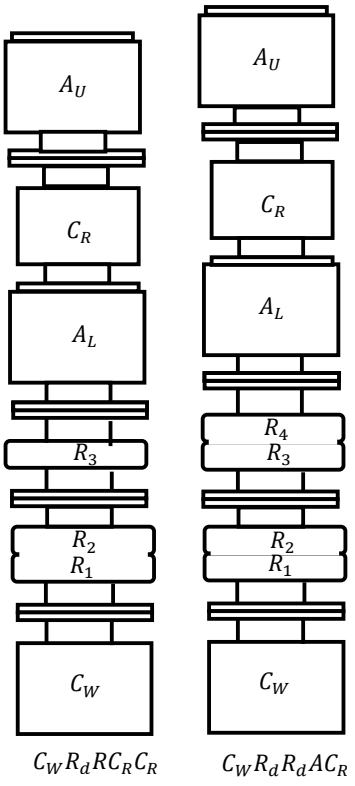
- Permitir al operador cerrar sobre la columna de perforación o revestimiento y permitir la circulación por las líneas laterales del sistema.
- Todo arreglo debe permitir las operaciones volumétricas de control de pozo.
- Debe ser posible también el desplazamiento de la columna a través de una preventora cerrado de un pozo presurizado sin comprometer de la integridad del pozo.
- Todo arreglo de una BOP también debe ser capaz de soportar una desconexión de riser del BOP stack en situaciones de emergencia.

[29] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment System for Drilling Wells. Third edition. Dallas.: 1997. p.14.

Tabla 3. Representación gráfica de un BOP según su presión de trabajo

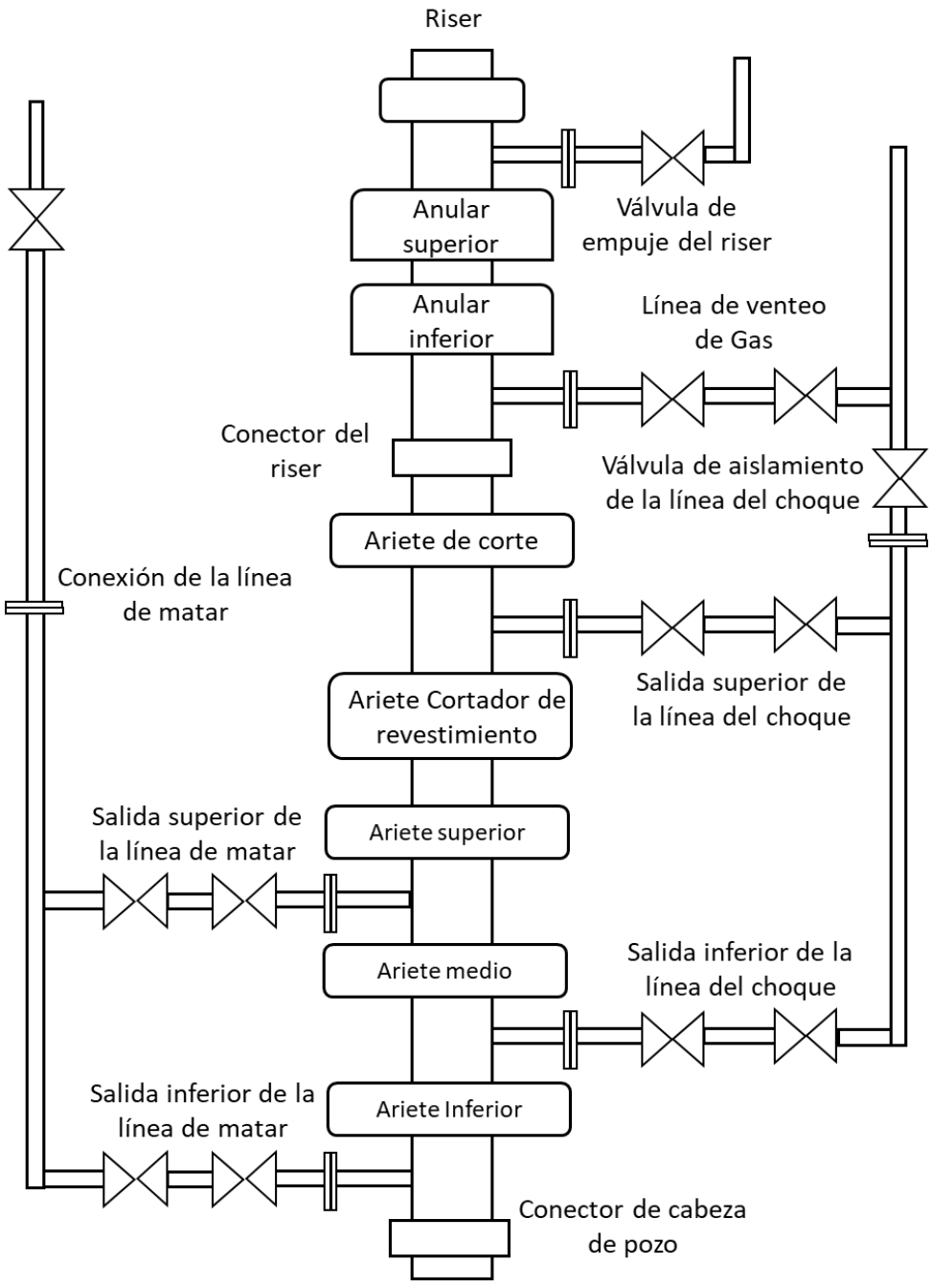
Arreglo	Presión de trabajo
	2K (2000 psi), usada normalmente para pozos someros. NO suelen ser muy utilizadas.
	3K (3000 psi)

	5K-10K (5000-10000 psi) Cuando se trabaja con aguas profundas y ultra profundas estas son las presiones de trabajo más frecuentes hasta los 20k.

	15K (15000 psi) Estas tienen anular inferior y superior debido a las altas presiones con la que trabajan y son las más utilizados en plataformas.

4.2.1. Equipo y BOP submarina

Figura 23. Partes de una BOP submarina

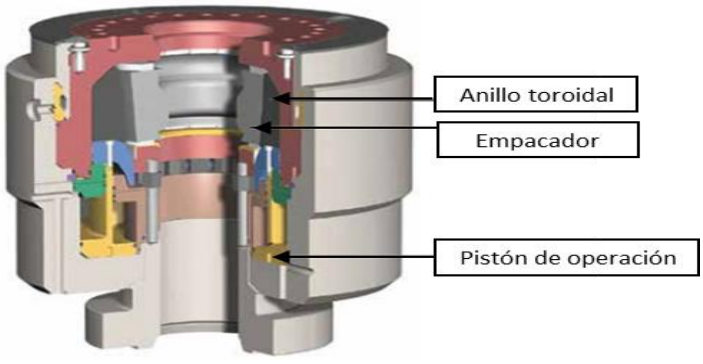


Fuente: Modificado de SMITH, Randy. Control de pozos, perforación, completamiento y reacondicionamiento.

4.2.1.1. Preventora anular. La preventora anular se utiliza para cerrar y generar un sello alrededor de la columna de perforación u otras herramientas que pueda haber en el pozo en el momento de cierre. Cuando las BOP's anulares se cierran alrededor de una tubería, esta puede moverse hacia arriba o hacia abajo o rotarse sin romper el sello, son diseñadas para prevenir el flujo de fluidos a través del espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la columna de perforación[30].

El elemento esencial del preventor anular es el elemento de sellado, que está compuesto por el anillo toroidal y el empacador (ver Figura 24). Cuando se acciona el preventor, se aplica presión hidráulica al pistón a través de los orificios hidráulicos de cierre, lo que hace que el pistón se desplace hacia arriba. Esto fuerza al elemento de sellado a extenderse hacia el interior del pozo y crear un sello alrededor de la sarta de perforación u otra herramienta presente en el pozo. La BOP se abre por medio de la aplicación de presión hidráulica a través de los orificios hidráulicos de apertura, lo que hace que el pistón se desplace hacia abajo y permite que el elemento de sellado regrese a la posición de apertura original[31].

Figura 24. Preventora anular



Fuente: Modificado de Schlumberger, 2016.

[30] FLATERN Rick. Preventores de reventón. Schlumberger. 2016. p.1.

[31] Ibid., p.2.

Típicamente, los preventores anulares van ubicados en la parte superior del conjunto de BOP, con uno o dos BOP anulares encima de una serie de varios preventores de ariete (ram).

4.2.1.2. Preventor tipo ariete (RAM). El preventor de ariete es un bloque de acero que se recorta de manera que se pueda adecuar al tamaño de la tubería alrededor de la cual va a cerrarse. En el recorte que cierra el ariete alrededor de la tubería, se encuentra una empaquetadura de caucho. Además, existe otro empaquetador de caucho similar (sello superior) en la parte de arriba del ariete que sella la parte superior del alojamiento del ariete en el cuerpo del preventor y así aísla la presión del espacio anular[32].

Existen muchas clases de ariete fabricados, que se diseñan para usos específicos o para distintos tipos de equipo y puede consistir desde juegos manuales simples de un solo ariete o un solo juego de arietes a cuerpos de múltiples arietes. El preventor tipo ariete en la mayoría de los sistemas se cierra a través de pistones hidráulicos.

La mayor parte de los arietes están diseñados de tal manera que permitan sellar la presión que proviene solo del lado inferior, por tal motivo se debe tener sumo cuidado al armar un conjunto, ya que deben ubicarse con el lado correcto hacia arriba.

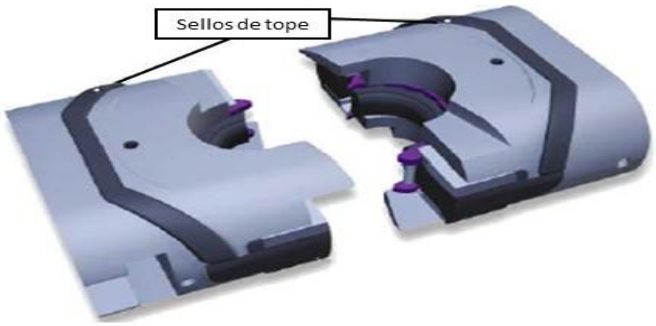
- **Ariete de tubería**

Estos arietes están preparados para cerrar sobre la tubería. La ventaja y limitación fundamental de un ariete de tubería es el recorte de medio círculo en el cuerpo del

[32] WELL CONTROL INTERNATIONAL. Manual de Control de Pozos: Well Control Manual. Colombia. p. 215.

mismo. La finalidad del recorte es poder cerrar y proveer un buen sellado alrededor de una tubería de tamaño o diámetro particular[33] (ver Figura 25).

Figura 25. Preventor Ariete de tubería



Fuente: Modificado de PerfoBlogger. Arietes de tubería como equipo de control de pozo. [En línea]. 2012. (Recuperado en 2 enero 2018.) Disponible en http://perfob.blogspot.com/2012/09/arietes-de-tuberia-como-equipo-de.html

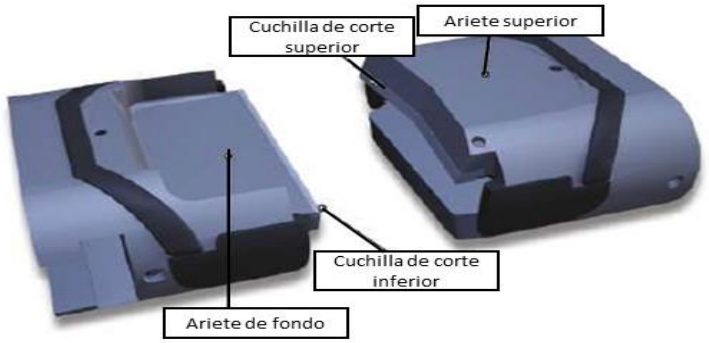
- **Ariete ciego (Blind Ram)**

Los arietes ciegos o de cierre total son una clase especial de arietes de tubería que no presenta el recorte de tubería en el cuerpo del ariete. Los arietes ciegos cuentan con elementos empaquetadores de buen tamaño y están diseñados para cerrar sobre el pozo abierto[34] (ver Figura 26).

[33] WELL CONTROL INTERNATIONAL. Manual de Control de Pozos: Well Control Manual. Colombia. p. 215.

[34] Ibid., p. 216.

Figura 26. Preventor ariete ciego



Fuente: Modificado de PerfoBlogger. Arietes de tubería como equipo de control de pozo. [En línea]. 2012. (Recuperado en 2 enero 2018.) Disponible en http://perfob.blogspot.com/2012/09/arietes-de-tuberia-como-equipo-de.html.

- **Ariete de Corte (Shear Ram)**

Son otra clase de ariete de tubería, que tienen hojas filosas especiales para cortar tubulares dependiendo del tipo de ariete de corte y del tubular a cortar, deberán utilizarse presiones más elevadas que las reguladas normalmente y/o potenciadores hidráulicos.

Los arietes de corte tienen tolerancias de cierre pequeño. En el momento de probar su funcionamiento, no deben cerrarse bruscamente haciendo uso de una sobre presión elevada, sino a través de una presión reducida aproximadamente 200 psi. Cuando se prueban los arietes de corte, el material de la empaquetadura se destruye. Dado que el volumen de las empaquetaduras de los arietes de corte es pequeño, muy pocos ensayos de presión pueden llevarse a cabo para conservar la capacidad de sello[35].

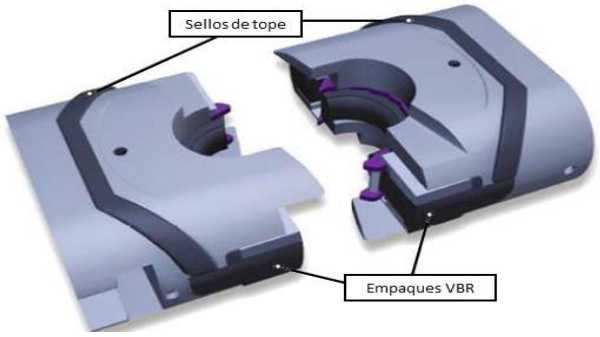
[35] WELL CONTROL INTERNATIONAL. Manual de Control de Pozos: Well Control Manual. Colombia. p. 216

- **Arietes ciegos / de corte (Blind/Shear Ram)**

Estos combinan las ventajas de los arietes ciegos o de cierre de pozo abierto con los de corte. Tienen la ventaja adicional de cortar la tubería para luego proceder a sellar la abertura del pozo. Otra condición favorable de los arietes ciegos de corte es el espacio que se gana al utilizar un solo juego en lugar de dos para realizar las tareas necesarias.

- **Ariete de diámetro variable (Variable Bore Ram)**

Figura 27. Preventor ariete de diámetro variable



Fuente: Modificado de PerfoBlogger. [en línea]. Disponible en http://perfob.blogspot.com/2012/09/arietes-de-tuberia-como-equipo-de.html

Estos sellan sobre distintos diámetros de tubería o vástagos hexagonales. También pueden servir como ariete primario para un diámetro de tubería y de reserva o alternativo para otro diámetro distinto (ver Figura 27). En aquellos pozos con columnas de diámetros combinados en los que el espacio resulta muy importante, pueden utilizarse arietes de diámetro variable. Además, la colocación de un juego de arietes de diámetro variable en el preventor evita un viaje de ida y vuelta del

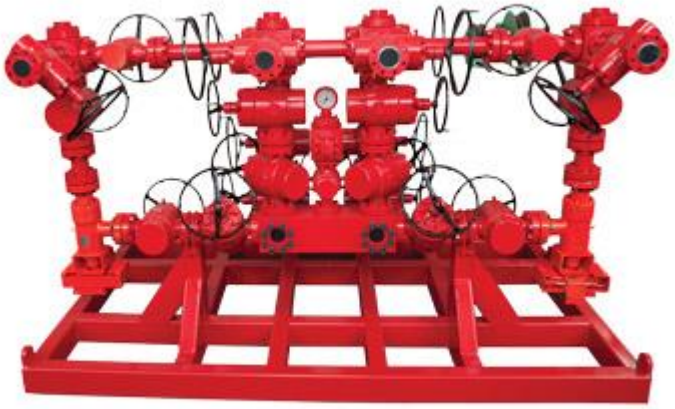
conjunto submarino de BOP. Esto se debe a que no es necesario cambiar los arietes al utilizar columnas de tubería de diferentes tamaños[36].

4.2.1.3. Línea de matar y de estrangulamiento (Kill line and choque line). Su propósito es similar a las instaladas en superficie. La línea de matar sirve como soporte a la línea de estrangulamiento, transporta el fluido de perforación a alguna entrada del conjunto de preventores. La línea de estrangulamiento acarrea el fluido que sale del conjunto de preventores y lo lleva hasta el múltiple de estrangulamiento. Se encuentran posicionadas opuestas una de la otra a lo largo de la parte exterior del riser hasta la superficie, se deben considerar los efectos volumétricos y friccional de estas líneas para controlar adecuadamente el pozo.

4.2.1.4. Múltiple de estrangulamiento. Es un arreglo de líneas, válvulas y estranguladores, diseñados para controlar el flujo de fluidos, por el espacio anular durante un proceso de control, el cual tiene el objetivo de mantener una contra-presión sobre la formación por medio de estranguladores fijos, ajustables o controlados remotamente. El múltiple controla las presiones mediante el uso de uno o varios estranguladores y el flujo puede desviarse a varias áreas (ver Figura 28). La principal diferencia entre un estrangulador para instalaciones submarinas y terrestre es que la línea de matar y de estrangulamiento son más amplias, para permitir un mejor bombeo a través de ellas.

[36] WELL CONTROL INTERNATIONAL. Manual de Control de Pozos: Well Control Manual. Colombia. p. 216.

Figura 28. Múltiple de estrangulamiento para instalaciones submarinas



Fuente: Modificado de Schlumberger. Choke and kill manifolds. [En línea]. (Recuperado en 5 enero 2019.) Disponible en https://www.products.slb.com/pressure-control-equipment/drilling-manifolds-chokes/choke-and-kill-manifolds.

4.2.1.5. Conector de Riser. Asegura la parte inferior del riser (LMRP) con el arreglo de preventores y soporta las fuerzas causadas por la tensión del conductor y movimientos de la unidad perforadora, además provee un medio de desconexión rápida entre la unidad y el arreglo de preventores en caso de emergencia.

4.2.1.6. Riser o tubería del conductor marino. Proporciona un aislamiento del medio ambiente entre el arreglo de preventoras y la unidad perforadora. Sirve como guía para la sarta y como conductor de fluidos de perforación de la unidad al cabezal[37].

[37] AGUILAR, Ulises. Control de pozos en aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. México. 2013. p. 80.

4.2.1.7. Junta flexible. Entre el extremo inferior del riser y el conjunto de preventores se instala esta junta flexible, con el objetivo de suministrar una unión flexible entre las BOP's submarinas y el riser. Con esta junta se evita que las cargas de flexión (pandeo), debido al movimiento de la unidad flotante por el viento, las olas y/o corrientes marinas, se transmitan directamente al pozo[38].

4.2.1.8. Junta telescópica. Se instala en la parte superior del riser para compensar el movimiento vertical de la unidad flotante mientras se está perforando. Incluye terminales adecuados para las líneas de estrangulamiento y de matar. Una junta telescópica está compuesta por un barril exterior que está unido al riser y por un barril interior que está unido a la unidad flotante[39].

4.2.1.9. Línea de venteo de gas. Usada para remover el gas que se ha podido acumular debajo del anular cerrado, durante la salida de la burbuja. El gas puede acumularse debajo de la preventora debido al efecto del "separador" cuando el influjo de gas está circulando a través de la BOP y de la línea de estrangulamiento[40].

4.2.2. Equipos y sistemas necesarios para el funcionamiento de los preventores

4.2.2.1. Sistema de control del acumulador. Este sistema proporciona un medio para cerrar y abrir individualmente cada preventora y cada válvula de manera conveniente y rápida, repetidamente y a la presión de operación correcta. Los

---

[38] AGUILAR, Ulises. Control de pozos en aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. México. 2013. p. 81.

[39] FLATERN Rick. Preventores de reventón. Schlumberger. 2016.

[40] SMITH, Randy. Control de pozos. Perforación, completamiento y reacondicionamiento. Control de Pozos Submarinos. p. 19.

equipos se deben diseñar para operar en casos de emergencia cuando falte la fuente de energía principal del taladro[41].

Los acumuladores submarinos se montan en la parte inferior del conductor marino y/o sobre el arreglo de preventores. Debido a la proximidad que tienen con las capsulas de control, estos proporcionan un menor tiempo de respuesta de operación en el arreglo. Se usan varios criterios para diseñar la capacidad de los acumuladores.

4.2.2.2. Bombas. Las bombas que cargan de líquido los acumuladores son eléctricas o neumáticas; se recomienda contar con ambas. Las bombas tienen un regulador que las detiene automáticamente cuando se alcanza la máxima presión de almacenamiento. Se debe de contar con suficiente capacidad de bombeo para recargar los acumuladores a la presión máxima en 10 o 20 minutos.

Los preventores anulares requieren menos presión de cerrado que los preventores de ariete, por lo tanto, se instala un regulador reductor de presión en la línea de descarga, precedido por una válvula de contrapresión para evitar pérdidas de presión. También se requiere un regulador maestro para evitar que la presión del acumulador llegue a los preventores de ariete antes de reducir la presión de operación.

[41] SMITH, Randy. Control de pozos. Perforación, completamiento y reacondicionamiento. Control de Pozos Submarinos. p. 29.

4.2.2.3. Vehículo de operación remota (ROV). El ROV un robot submarino no tripulado y conectado a la plataforma en superficie por medio de un cable. La energía y las órdenes se envían mediante un mando a distancia a través del cable. Mediante este cable se transmiten los datos de las cámaras fotográficas del ROV, datos de los sensores y de los sonares al centro de control del barco de la superficie. Los ROV llevan gran variedad de brazos manipuladores para realizar trabajos en las profundidades, o una cámara fotográfica con el fin de captar las imágenes del fondo del mar y el contrapozo[42] (ver Figura 29).También puede ser útil para el cierre de los arietes o incluso operar cualquier otra función en el BOP.

El cable del ROV tiene ventajas e inconvenientes. Las ventajas es que es posible transmitir al ROV fácilmente la energía y los datos, y los inconvenientes es que el propio peso del cable requiere gran cantidad de energía para moverlo y con mal tiempo no es posible hacer inmersiones.

Figura 29. Vehículo de operación robótica (ROV)

Fuente: Tomado de AGUILAR, Ulises. Control de pozos en aguas profundas. Tesis de pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México. 2013. p.80.

[42] AGUILAR, Ulises. Control de pozos en aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. México. 2013. p. 115.

4.2.3. Cierre de pozo. Una vez detectado el influjo, el pozo debe controlarse siguiendo los procedimientos adecuados. Estos tienen como fin proteger al personal y equipo, detener el ingreso de fluido de formación hacia el pozo, brindar la oportunidad de organizar el procedimiento para controlar el pozo y permitir el registro de las presiones de cierre SIDPP (presión de cierre en la tubería) y SICP (presión de cierre en el revestidor)[43].

A continuación, se mencionan los tipos de cierre de pozo en presencia de un influjo durante la perforación.

4.2.3.1. Cierre blando. En el cual el estrangulador está abierto durante el proceso del cierre y se cierra después de cerrar la BOP, a continuación, se describe el procedimiento según el API RP 59.

1. Establecer el espaciamiento correcto para levantar
2. Parar las bombas
3. Abrir la válvula de la línea de estrangulamiento del conjunto de BOPs
4. Cerrar la preventora designada (preventora anular o arietes de tubería)
5. Cerrar el estrangulador verificando que la presión no exceda el límite que el revestidor puede soportar.
6. Verificar que el pozo este cerrado.
7. Registrar la hora, presión de cierre de la tubería, presión de cierre del revestimiento y ganancia en tanques.
8. Notificar a los supervisores.

[43] WELL CONTROL INTERNATIONAL. Manual de Control de Pozos: Well Control Manual. Colombia. p. 56.

4.2.3.2. Cierre duro. En el cual el estrangulador está cerrado durante el proceso de cierre, de tal forma que la presión del pozo está contenida por el cierre de la BOP. A continuación, se describe el procedimiento según el API RP 59.

1. Establecer el espaciamiento correcto para levantar.
2. Parar las bombas.
3. Cerrar la preventora designada (preventora anular o de arietes de tubería).
4. Abrir la válvula de la línea de estrangulamiento.
5. Verificar que el estrangulador este cerrado
6. Verificar que el pozo este cerrado.
7. Registrar la hora, presión de cierre de la tubería, presión de cierre del revestimiento y ganancia en los tanques.
8. Notificar a los supervisores.

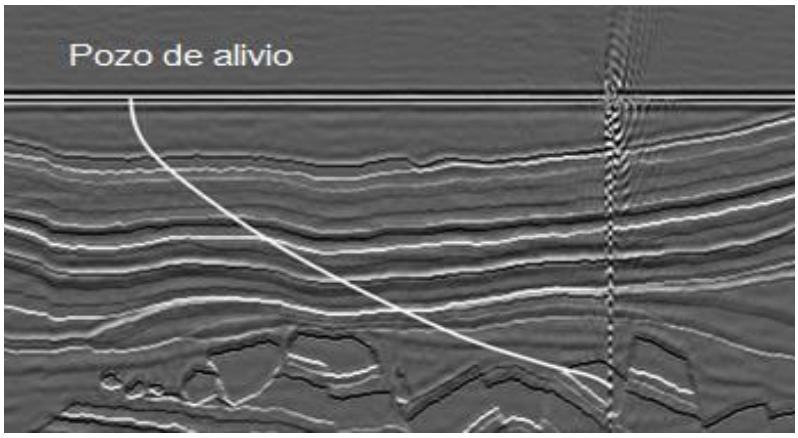
4.3. CONTROL TERCIARIO DE POZO

Cuando la preventora y los fluidos de perforación no son lo suficientemente efectivos para controlar un influjo el resultado es una fatalidad conocida como blowout. En este caso la última opción posible para recuperar el control del pozo es desarrollar la perforación de un pozo de alivio. Un pozo de alivio es un pozo perforado con la finalidad de disminuir la presión en un pozo cuando este no puede ser controlado. La idea es perforar un pozo que intercepte el pozo sobre-presionado para así bombear fluidos seguido por un bache de cemento para controlar la presión.

4.3.1. Métodos de localización de pozos de alivio. La parte más compleja de perforar un pozo de alivio es lograr una intercepción precisa. Esto se logra usando métodos magnéticos o por sísmica mientras se perfora y permiten detectar el revestimiento cuando los pozos se acercan.

4.3.1.1. Localización por método sísmico. La localización se lleva a cabo realizando sísmica en superficie mientras se perfora (SSWD), el método se basa en aplicar una energía en la tierra para generar un mapeo a través de las ondas que se generan. En este caso se realiza un monitoreo continuo a medida que el pozo de alivio perfora el subsuelo. La ventaja de este método es que permite interceptar el punto más profundo, lo cual es beneficioso para el control de pozos, ya que se reduce la densidad del lodo de matar44 (ver Figura 30).

Figura 30. Localización por método sísmico



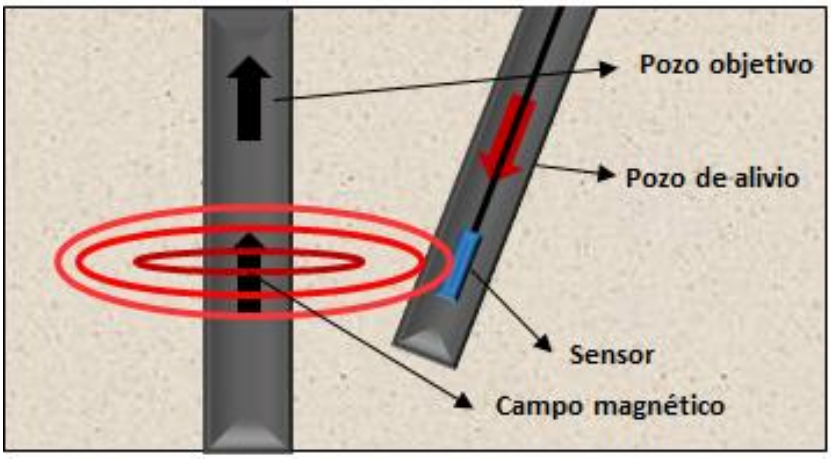
Fuente: Tomado EVENSEN, Kristoffer, *et al*. Relief Well Drilling Using Surface Seismic While Drilling. Society of Petroleum Engineers. 2014.

4.3.1.2. Localización por método magnético. La condición para utilizar este método de localización es que exista magnetización en el revestimiento del pozo a interceptar, lo cual es un problema ya que con el tiempo la magnetización se pierde. El método consiste en utilizar herramientas que capten campos magnéticos emitidos por el pozo objetivo y así poder realizar una efectiva intervención. Normalmente

[44]EVENSEN, Kristoffer, *et al*. Relief Well Drilling Using Surface Seismic While Drilling. Society of Petroleum Engineers. 2014

estas herramientas son corridas con wireline, este método es útil para determinar la orientación y distancia entre el pozo que se perfora y el pozo objetivo45 (ver Figura 31).

Figura 31. Localización por método magnético



Fuente: Modificado de FLORES, Vanessa, *et al*. Relief Well Planning. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, 4-6 March, Fort Worth, Texas, USA. SPE-168029-MS.

4.3.2. Tipos de trayectoria del pozo de alivio. En la planeación de los pozos de alivio es importante especificar que trayectoria se va a utilizar para así conocer la geometría del pozo y el tipo de acercamiento más adecuado al pozo objetivo46 (ver Figura 32).

- **Intercepción simple:** Son utilizados pozos en forma de J para interceptar el pozo objetivo a una profundidad especifica.

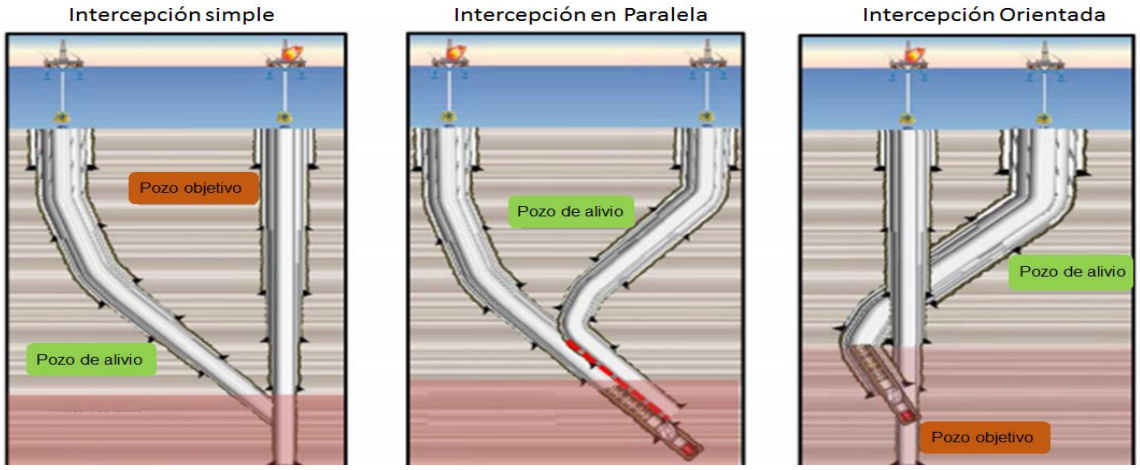
[45] FLORES, Vanessa, *et al*. Relief Well Planning. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, 4-6 March, Fort Worth, Texas, USA. SPE-168029-MS

[46] GOOBIE, Roger, *et al.* A Guide to Relief Well Trajectory Design using Multidisciplinary Collaborative Well Planning Technology. SPE conference paper-173097-MS. 2015.

- **Intercepción por trayectoria en paralelo:** Este diseño es un pozo en forma de S, el pozo intercepta el pozo objetivo de la forma más paralela posible.

- **Intercepción orientada:** El diseño es un pozo en forma de S, se busca interceptar el pozo en un ángulo menor a 5°.

Figura 32. Tipos de intercepción de pozo de alivio



Fuente: Modificado GOOBIE, Roger, *et al.* A Guide to Relief Well Trajectory Design using Multidisciplinary Collaborative Well Planning Technology. SPE conference paper-173097-MS. 2015.

4.3.3. Fluidos para el control de pozo. Finalmente, una vez interceptado los pozos se procede a introducir un fluido que permita controlar la presión del pozo en condición de blowout. Los dos fluidos más utilizados en la industria para recuperar el control del pozo son plug de barita y plug de cemento.

4.3.3.1. Plug de barita. El plug de barita está compuesto de una lechada de barita y un fluido base que puede ser diésel o agua. La barita se caracteriza por

aislar el pozo creando una barrera impermeable, las propiedades deseables en el plug de barita se presentan a continuación:[47]

- Viscosidad y yield point lo más bajo posible para un asentamiento más rápido y prevenir canalización.
- La densidad de la lechada se aconseja ser 3 ppg por encima de la densidad del lodo.
- La pérdida de fluido deberá ser alta para permitir una deshidratación rápida de la lechada.

Ventajas:

- Los químicos necesarios para este método normalmente están disponibles en el taladro.
- Es bombeable a través de la roca.
- El plug puede ser perforado fácilmente si es necesario.

4.3.3.2. Plug de Cemento. El plug de cemento es utilizado como método de control terciario. Su uso implica normalmente el abandono del pozo y la perdida de la mayoría de las herramientas de perforación. El cemento es desplazado a través del pozo de alivio hasta que la presión de choque y de bombeo indica que el puente de cemento se ha formado. Un fraguado rápido del cemento reduce las posibilidades de un corte de gas.

[47] Schlumberger-Sedco Forex. Well control manual. [En línea]. 2010. (Recuperando em marzo 2019.) Disponible em : https://my-spread.com/discussions/1006.

5. CASOS DE ESTUDIO

La industria de perforación offshore ha realizado grandes avances tecnológicos desde que se construyó una estructura independiente para perforación en 1937 en el Golfo de México en 14 pies de agua, a más de una milla de la costa. Diez años más tarde, el primer pozo productivo ubicado costa afuera, se perforó desde una plataforma fija ubicada a 10.5 millas de la costa de Louisiana.

Para 1990, la mayor parte del petróleo y el gas del Golfo de México provenían de pozos perforados a una profundidad promedio de aproximadamente 250 pies de agua. Para 1998, la producción en aguas profundas superó la de aguas poco profundas por primera vez. En 2008, el total de petróleo y gas descubierto en aguas profundas globalmente superó el volumen encontrado en tierra y en aguas poco profundas[48].

Si bien la industria petrolera ha realizado importantes progresos desde el primer pozo en alta mar, hoy en día existen limitaciones relacionadas con las grandes profundidades y las condiciones operativas extremas a las que se enfrentan los pozos. El incidente del pozo Macondo en Deepwater Horizon el 20 de abril de 2010 no fue el primer gran blowout asociado con la perforación en alta mar.

El 28 de enero de 1969, en un pozo ubicado en el Canal de Santa Bárbara se produjo un influjo que duró 11 días. La liberación final de petróleo fue entre 80,000 y 100,000 barriles. No se pudo mantener la presión hidrostática en el pozo por encima de la presión del yacimiento lo que resultó en el flujo descontrolado de hidrocarburos al pozo. (Condado de Santa Bárbara 2005).

El 3 de junio de 1979, un blowout en el pozo Ixtoc I en la Bahía de Campeche en México libero un estimado de 3.5 millones de barriles de petróleo. La formación en

[48] AADNOY, Bernt, *et al*. *Advanced Drilling and Well Technology.* Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX. 2009.

el fondo del pozo se fracturó, causando pérdida de lodo, además se perdió la presión hidrostática para el control después de que la sarta de perforación saliera del orificio del pozo. La BOP no aseguró el pozo porque los collares de perforación gruesos y de gran diámetro estaban dentro de la pila de la BOP e impidieron que los arietes de corte cortaran la tubería.

5.1. ANÁLISIS CASO MACONDO

En marzo de 2008, BP Exploration & Production Inc. (BP) arrendó el Bloque 252 del Cañón de Mississippi (MC252) para la exploración de petróleo y gas y lo designó como Prospecto de Macondo. Posteriormente, BP vendió los intereses del prospecto a Anadarko (25%) y MOEX (10%), pero siguió siendo el operador y propietario mayoritario (65%). Como operador, BP fue responsable de todos los aspectos del diseño y desarrollo del pozo.

La solicitud original de BP para el permiso de perforación se presentó al Servicio de Administración de Minerales el 13 de mayo de 2009 y se aprobó el 22 de mayo de 2009. El plan especificó el uso de la plataforma Marianas 1 de Transocean para perforar un pozo a unas 50 millas de la costa de Louisiana, al sureste de Nuevo Orleans, en 4992 pies de agua con una profundidad total de 20,200 pies. Una vez asegurado el permiso de perforación, el operador diseñó el pozo de acuerdo con las condiciones geológicas del prospecto. Los ingenieros y geólogos del operador determinan el tipo y la resistencia del revestimiento, el cemento, el cabezal del pozo y otros equipos, y su interpretación es fundamental para garantizar la integridad del pozo y prevenir su falla[49].

[49] BOMMER, Paul. A Primer to OilWell Drilling, 7th Ed. The University of Texas at Austin. 2008

En Macondo, BP comenzó la exploración el 6 de octubre de 2009, utilizando la plataforma Marianas 1. El 9 de noviembre de 2009, el huracán Ida dañó la plataforma y la perforación en Macondo se suspendió luego de la instalación y cementación del pozo. La plataforma Marianas 1 fue movilizada a un astillero para reparaciones, y BP solicitó al Servicio de Administración de Minerales permiso para usar la plataforma Deepwater Horizon de Transocean para continuar con la perforación.

5.1.1. Plataforma Deepwater Horizon. Deepwater Horizon, era una unidad móvil de perforación semisumergible y posicionada dinámicamente. Fue capaz de trabajar en aguas de hasta 10.000 pies de profundidad. Esta capacidad colocó a Deepwater Horizon en la vanguardia de la exploración de petróleo y gas. En 2009, el equipo de Deepwater Horizon perforó el pozo de petróleo y gas más profundo del mundo, con una profundidad vertical de 35,050 pies[50]**.**

5.1.2. Historia de las operaciones en Deepwater Horizon. La plataforma Deepwater Horizon llegó a Macondo el 31 de enero de 2010. El equipo realizó trabajos de mantenimiento en la BOP, incluidas las pruebas de presión, antes de llevarla al pozo el 8 de febrero de 2010. Posteriormente, se realizó otra prueba de presión exitosa de la BOP después de adjuntar la plataforma a la boca del pozo.

Las operaciones de perforación se reanudaron el 11 de febrero de 2010. BP encontró varios obstáculos mientras perforaba Macondo. Se requirieron dos operaciones de reparación de cemento, por la existencia de formaciones débiles y posibles problemas con el cemento. En varias ocasiones, las pérdidas de fluido en

[50] Bierly, P. E., III, and J. C. Spender. 1995. Culture and High Reliability Organizations: The Case of the Nuclear Submarine. Journal of Management, Vol. 21, No. 4, p. 639-656.

la formación requirieron el uso de materiales de perdida de circulación para detener el escape de fluidos.

El 8 de marzo de 2010, se produjo un influjo de hidrocarburos de 35 bbl, o “patada”, que pegó una sección de la tubería de perforación en el pozo. El equipo de perforación tuvo que cementar la sección afectada del pozo y perforar un side-track para continuar. A principios de abril, las pérdidas adicionales de fluido en la formación obligaron a los ingenieros de BP a cambiar la profundidad total planificada del pozo de 20,200 pies a 18,360 pies para mantener la integridad del pozo[51].

Completada la perforación el 9 de abril de 2010, Schlumberger realizó un análisis detallado de las formaciones geológicas del pozo para BP, durante un período de aproximadamente cuatro días. Los datos de registro de la nueva profundidad indicaron que el pozo había alcanzado un importante yacimiento de hidrocarburos.

BP comenzó a planificar la siguiente fase del desarrollo, en la cual la plataforma Deepwater Horizon ejecutaría y prepararía el pozo para el abandono temporal.

Para el 14 de abril de 2010, la fase exploratoria del pozo Macondo estaba casi completa. Con respecto a las operaciones del pozo, a Deepwater Horizon le quedaban dos tareas: (1) correr el casing de producción, y (2) preparar el pozo para el abandono temporal. La plataforma estaba programada para salir del pozo una vez que se completaran estas tareas. Para entonces, BP verifico la existencia de un yacimiento de hidrocarburos, pero no planeaba producirlo de inmediato; una plataforma diferente comenzaría las operaciones de finalización para el operador en una fecha posterior.

[51] CRONIN, Matthew y WEINGART, Laurie. Representational Gaps, Information Processing, and Conflict in Functionally Diverse Teams. Academy of Management Review Vol. 32, No. 2. 2007. p. 761-773.

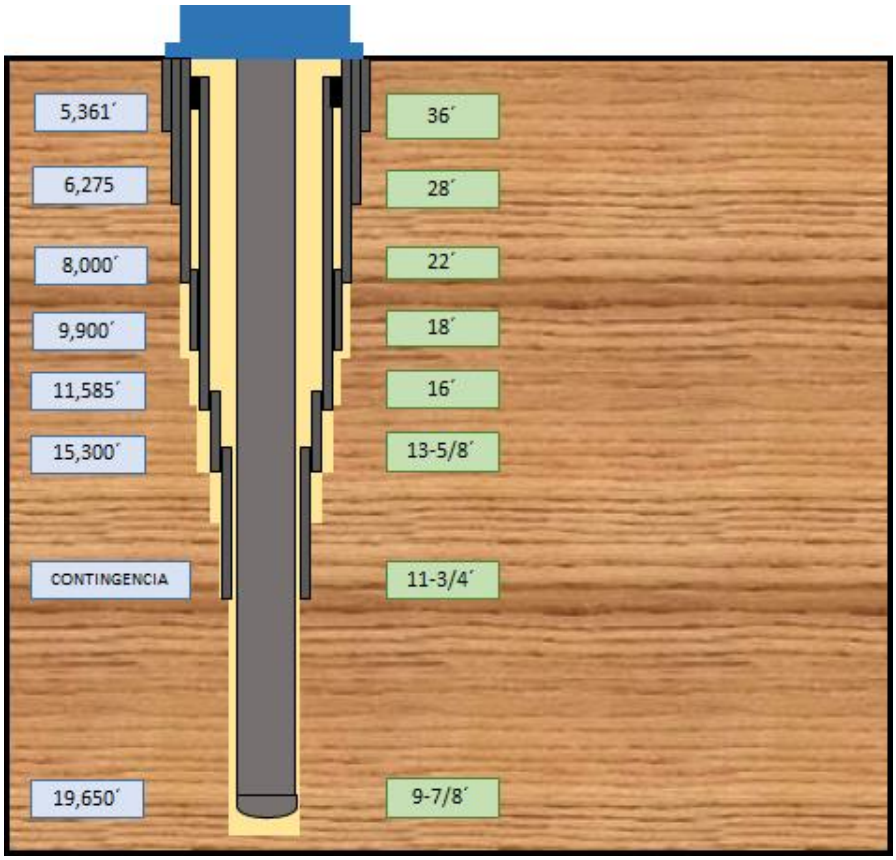
BP redujo la profundidad total del pozo por debajo de la profundidad objetivo original debido a la diferencia entre la presión de poro y la presión de fractura cada vez más estrecha con la profundidad, restringiendo la ventana para una perforación segura.

5.1.3. Causas del blowout por diseño y construcción del pozo. El diseño y la construcción de un pozo son cruciales para la exploración y extracción segura de los recursos de petróleo y gas. El proceso se vuelve más complejo a medida que el entorno operativo es más severo, como en los pozos profundos, de alta presión y alta temperatura que se perforan en el fondo marino. Macondo era un pozo, con una profundidad total de más de 18,300 pies por debajo del nivel del mar en un poco más de 5,000 pies de agua de mar.

5.1.3.1. Panorama General del pozo Macondo. Antes de que se perforara el pozo, los equipos de diseño estimaron las presiones de poro y las fortalezas de las formaciones geológicas para crear un diseño que incluyera elementos como procedimientos de perforación, lodo de perforación, brocas, diseño de revestimiento, cemento y pruebas.

El plan original, que se muestra en la Figura 33, requería de ocho sartas de revestimiento y liners, pero el plan se modificó para resistir a las condiciones encontradas durante la perforación.

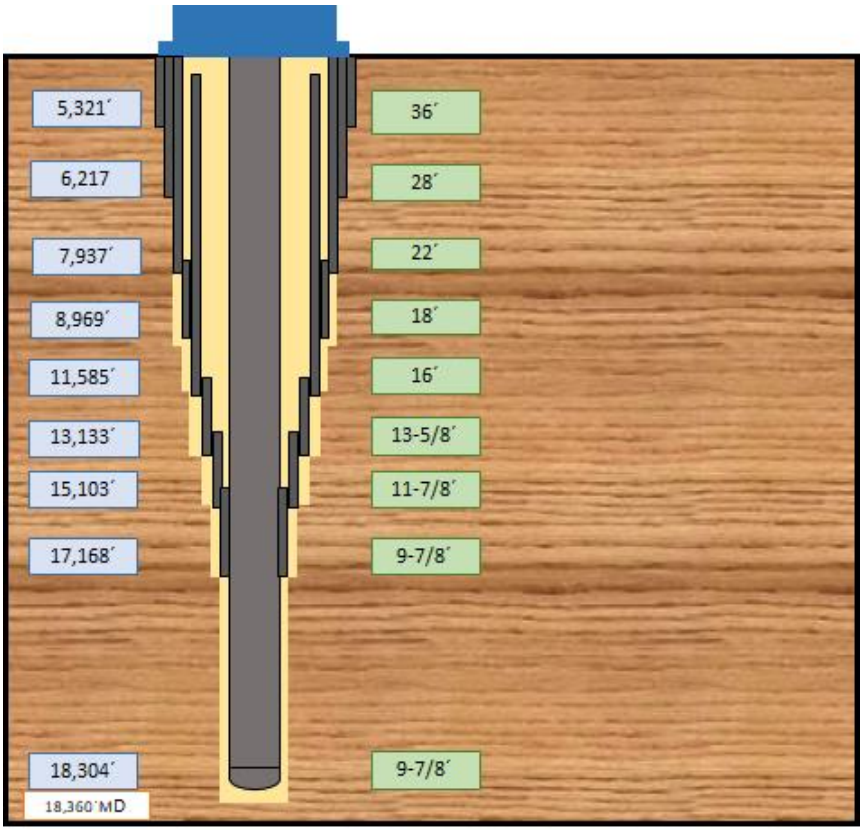
Figura 33. Arquitectura de pozo original planeada para pozo de Macondo



Fuente: Modificada de National Academy of Enineering and Natioanl Research Council. Macondo well-Deepwater Horizon Blowout Lessons for Improving Offshore Drilling Safety. 2010, p. 14.

La perforación cesó a 18,360 pies (una profundidad menor que la planificada) e involucró el uso de un total de nueve sartas de revestimiento, en lugar de las ocho planeadas, incluido el casing de producción final de 9 7 / 8 in como se muestra en la Figura 34. El pozo se taponaría temporalmente y se abandonaría después de fijar el casing de producción y luego se completaría para la producción en una fecha posterior.

Figura 34. Arquitectura de pozo final para pozo de Macondo



Fuente: Modificada de National Academy of Enineering and Natioanl Research Council. Macondo well-Deepwater Horizon Blowout Lessons for Improving Offshore Drilling Safety. 2010, p. 15.

El pozo Macondo presentó una serie de desafíos técnicos para los equipos de perforación y terminación, incluidas las aguas profundas, las altas presiones de formación y la necesidad de perforar a través de múltiples zonas geológicas de diferentes presiones de poro y fractura. En general, muchos de estos problemas pueden anticiparse, pero algunos, como la presión de poro y las fracturas, son difíciles de estimar antes de perforar el pozo. Esto es especialmente cierto para el primer pozo perforado en una nueva área, como fue el caso de Macondo. Por lo tanto, la adaptación del plan original del pozo a las condiciones cambiantes encontradas con la profundidad cuando se perfora el pozo no es inusual. Es fundamental que el diseño se adapte a las condiciones cambiantes con márgenes

de seguridad suficientes para permitir nuevas incertidumbres que pueden surgir durante la operación.

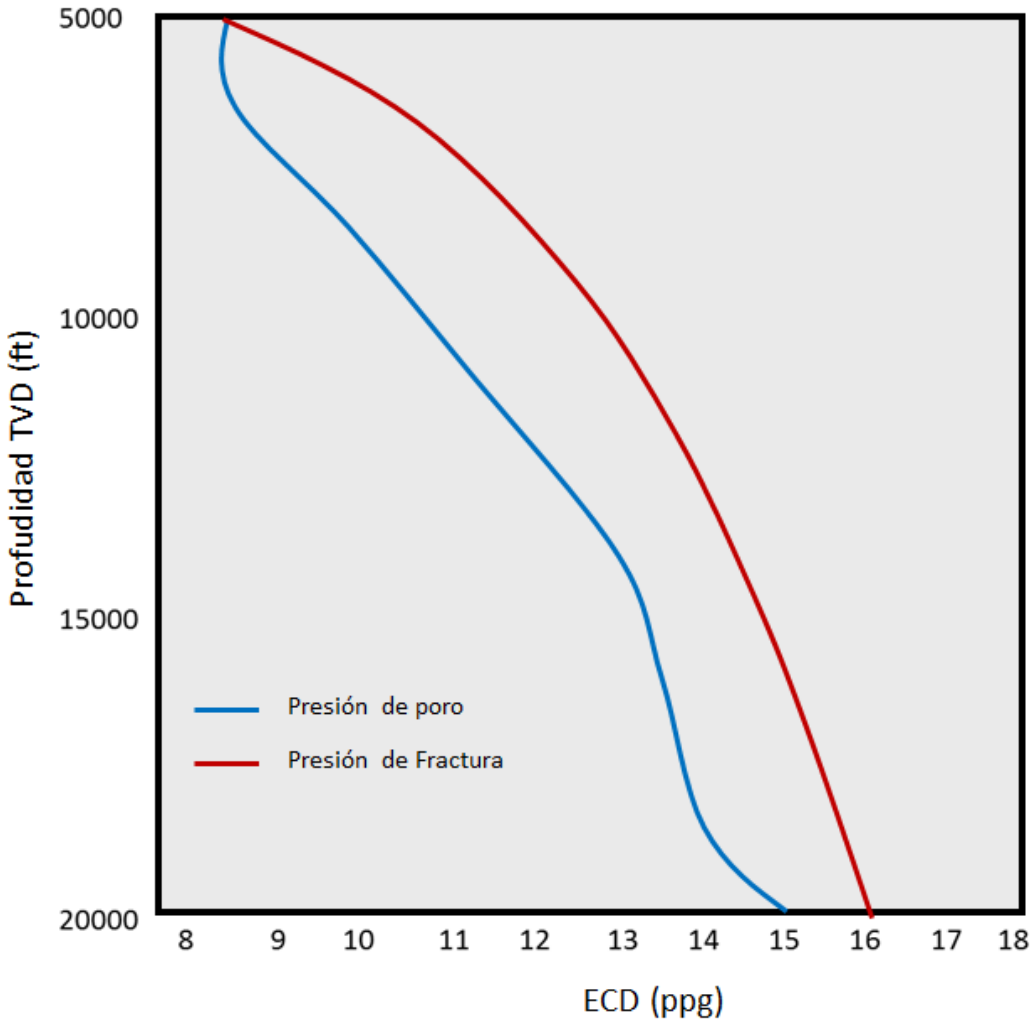
Los eventos de pozo que requirieron cambios en el plan de pozo de Macondo incluyeron los siguientes

1. Las mediciones mostraron que las presiones de poro aumentaban a una velocidad mayor que la anticipada, junto con un período de pérdida de circulación del lodo de perforación a 12,350 pies, lo que indica que el pozo no podría continuar sin ajustar el casing protector. El revestimiento de 16 pulgadas se fijó en 11,585 pies para sellar esta sección del pozo. La profundidad de fraguado de este revestimiento fue de 915 pies menos de lo previsto[52].

2. En el curso de la perforación a 13,250 pies, se produjo una patada y se cerró la BOP. Durante las operaciones de control de pozos, la sarta de perforación se atascó y se cortó a 12,147 pies. La sarta de perforación y el agujero por debajo de 12,147 pies fueron abandonados, y la perforación subsiguiente del pozo se desvió ligeramente para rodear los materiales abandonados que quedaron en el agujero original. El revestimiento de 13 5/8 in se corrió a 13,145 pies, que era menos profundo de lo planeado, para permitir que el pozo se perforara de manera segura más allá del yacimiento de mayor presión que se había encontrado. El revestimiento de 11 7/ 8 in se usó a 15,103 pies para sellar el yacimiento y permitir el uso de pesos de lodo más altos de lo que se había anticipado. El peso del lodo se debía mantener entre las curvas para la presión de poro y la presión de fractura, como se muestra en la Figura 35.

[52] DNV. Energy Report: Beaufort Sea Drilling Risk Study. Project No. EP004855. 2010

Figura 35. Presión de fractura y presión de poro en el pozo Macondo



El peso equivalente del lodo (EMW), expresado en libras por galón (ppg), debe ser más alto que la presión de poro para evitar el flujo del pozo y más bajo que el gradiente de fractura para evitar la fractura hidráulica accidental. Fuente: National Academy of Enineering and Natioanl Research Council. Macondo well-Deepwater Horizon Blowout Lessons for Improving Offshore Drilling Safety. 2010, p. 16.

3. El casing de 9 7/8 in (originalmente planeado como casing de producción) se usó como revestimiento a 17,168 pies para perforar la sección final del pozo de manera

segura, donde se esperaba el uso de mayores pesos de lodo para continuar el pozo hasta la profundidad prevista de 19,650 pies.

4. Durante la perforación a 18,250 pies, se produjo una pérdida de circulación del lodo de perforación. Este problema se resolvió mediante el uso de material de perdida de circulación y mediante una reducción del peso del lodo de 14.3 a 14.1 libras por galón (ppg). El menor peso del lodo no debería haberse necesitado a esta profundidad sobre la base del plan original y fue una indicación de que la presión de poro y la presión de fractura en parte de este intervalo fueron considerablemente menores de lo que se había anticipado.

5. El pozo se perforó a 18,360 pies, y después de 5 días se hizo un registro detallado de las formaciones geológicas y se determinó que existían yacimientos con hidrocarburos de suficiente calidad para justificar la finalización del pozo para la producción en un momento posterior. De acuerdo con el informe de investigación de accidentes de BP, el análisis del pozo indicó que había varios yacimientos abiertos en el pozo con una presión de poro decreciente con la profundidad, como se muestra en la Figura 37. Los yacimientos de hidrocarburos tenían presiones de poro equivalentes a un rango de 12.6 a 13.1 ppg. Un yacimiento que contenía salmuera tenía una presión de poro equivalente a 14.1 ppg, la diferencia entre el peso del lodo necesario para evitar el flujo de salmuera y el peso del lodo por encima del cual podría ocurrir la fractura del yacimiento, fue de solo 0.2 ppg. Informes recientes han indicado que había una arena delgada cargada con gas sobre la zona de contención de salmuera que se muestra en la Figura 36 y han cuestionado la posible contribución de esta arena al blowout. No se ha visto evidencia que indique que se produjo un flujo en el anillo entre el casing de producción y los yacimientos. Además, la presencia de una arena cargada con salmuera a alta presión creó el mismo problema de terminación al que se hizo referencia anteriormente. Por lo tanto, se determinó que la presencia o no de la arena cargada con gas no haya tenido ningún efecto material en la causa del blowout.

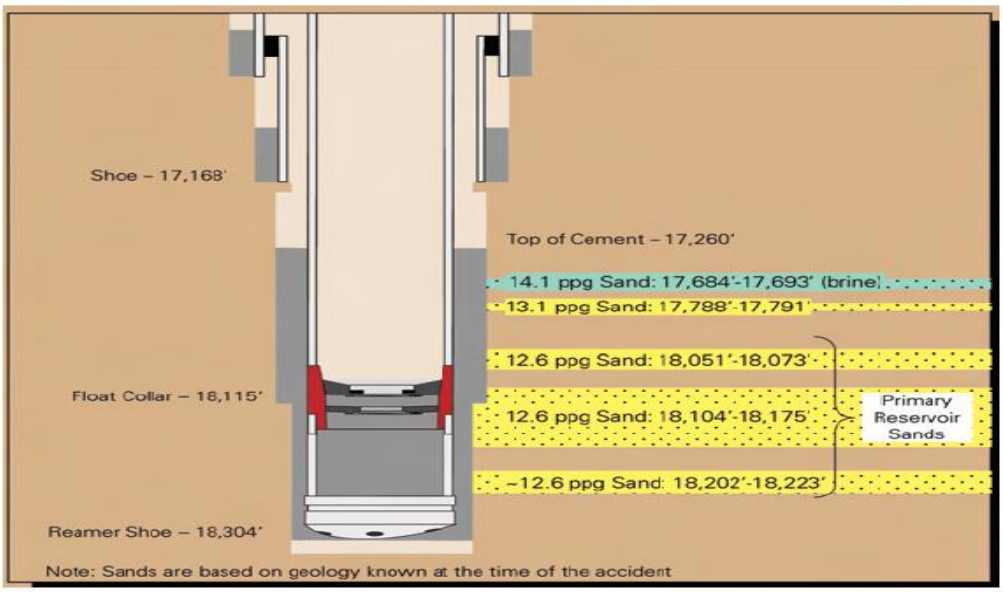
Para continuar perforando a la profundidad final planificada de 19,650 pies, los yacimientos que se habían encontrado con una presión de poro y fractura decrecientes se sellarían con la sarta de revestimiento combinada de 9 7/8 in y cemento. Sin embargo, debido a que el diámetro del orificio que podía perforarse por debajo del casing de 7 pulgadas se consideró demasiado pequeño para ser práctico, el pozo se terminó a 18,360 pies.

El desafío entonces era instalar el casing de producción y bombear el cemento al pozo sin causar una pérdida adicional de circulación. Esto se logró sobre la base de los informes de la plataforma donde se observó que no hubo pérdida de circulación durante las operaciones de instalación del casing y cementación[53].

Una vez que concluyeron las operaciones de instalación del casing y cementación, el enfoque se trasladó a la instalación y prueba de la integridad de los sellos de la cabeza del pozo y la prueba de la integridad del cemento, y luego a la finalización del proceso de abandono temporal.

[53] BP. Deepwater Horizon Accident Investigation Report. [En línea]. 2010. (Recuperado en febrero 2019.) Disponible en http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/gom_response/STAGIG/local_assets/downloads_pdfs/Deepwater_Horizon_Accident_Investigation_Report.pdf.

Figura 36. Variación de la presión de poro en la sección de orificio abierto del pozo de Macondo expresada en libras por galón



Fuente: National Academy of Enineering and Natioanl Research Council. Macondo well-Deepwater Horizon Blowout Lessons for Improving Offshore Drilling Safety. 2010, p. 17.

5.1.3.2. Inicio del flujo de hidrocarburos que condujo al estallido. Como parte del proceso de abandono temporal, se usó una prueba de presión negativa para indicar si la barrera de cemento y otras barreras de flujo aislaban la formación del pozo. Para realizar la prueba, el personal redujo a propósito la presión hidrostática dentro del pozo. Si las barreras hubieses sido efectivas, no debería haber flujo hacia el pozo (o acumulación de presión) desde la formación durante la prueba.

Después de decidir incorrectamente que la prueba de presión negativa indicó que las barreras eran efectivas, el personal de la plataforma continuó con el proceso de abandono temporal. Se abrió la BOP anular y se hizo circular agua de mar por la tubería de perforación y por el casing, y el elevador marino hacia la superficie. El

agua de mar desplazó el lodo desde el elevador marino y desde el pozo a una profundidad de 8,367 pies (medido desde la plataforma). Esto tuvo el efecto de reducir la presión hidrostática en el pozo por debajo de la presión del yacimiento. Debido a que las barreras de cemento y mecánicas no tenían suficiente integridad, los hidrocarburos comenzaron a fluir desde la formación hacia el pozo.

5.1.3.3. Sistema de prevención de Blowouts (BOP). Una vez el equipo de la plataforma se dio cuenta que los hidrocarburos estaban fluyendo hacia el pozo, el sistema BOP no recuperó el control del pozo. Para Deepwater Horizon era un sistema de 57 pies de alto y aproximadamente 400 toneladas ubicado en el cabezal del pozo. Un tubo ascendente conectado a la parte superior del sistema BOP se extendió a la plataforma de perforación para permitir que los fluidos de perforación circularan entre el pozo y el equipo de perforación, pasando a través del sistema BOP. La parte inferior de la BOP descansaba sobre una conexión remotamente desmontable a la cabeza del pozo, lo que permitiría que la BOP se liberara después de la finalización del pozo[54].

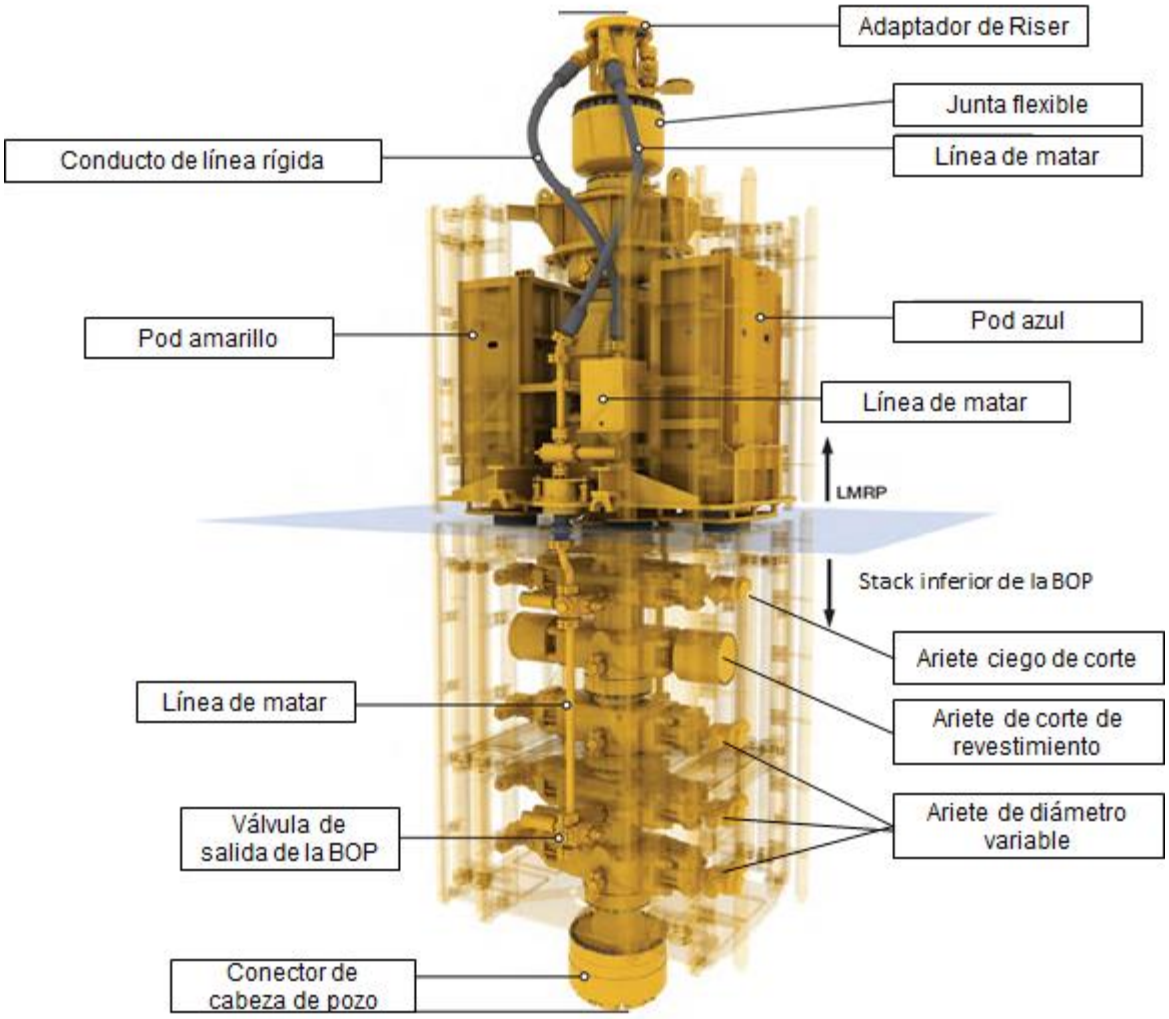
El sistema BOP se formó a partir de dos conjuntos estructurales básicos. El ensamblaje inferior, denominado pila de BOP, que descansaba sobre el conector del cabezal de pozo y el ensamblaje superior, denominado Paquete Inferior del Tubo Ascendente Marino (LMRP por sus siglas en ingles), que se colocó a través de una conexión remotamente desmontable en la parte superior de la pila de la BOP y tenía aproximadamente las mismas dimensiones brutas que la pila de la BOP. Estos ensamblajes, y los componentes funcionales básicos que se analizan a continuación, se muestran esquemáticamente en la Figura 37. El LMRP tenía dos preventores anulares y la pila de BOP tenía cuatro elementos principales de sellado:

---

[54] CRONIN, Matthew y WEINGART, Laurie. Representational Gaps, Information Processing, and Conflict in Functionally Diverse Teams. Academy of Management Review Vol. 32, No. 2. 2007. p. 761-773.

Un ariete ciego de corte (BSR) y tres arietes de diámetro variable (VBR). También tenía un ariete de corte de tubería (CSR) que podía cortar la tubería de perforación y el casing, pero no estaba diseñado para sellar el pozo. Además, se ubicaron varios sistemas de control en el sistema BOP.

Figura 37. BOP de Deepwater Horizon



Fuente: Modificado de Transocean Investigation Report. Macondo well incidente. Vol 1, 2011. p. 138.

En el caso de una desconexión de emergencia, se suponía que el LMRP se separaría de la pila de BOP, y que la plataforma, el elevador y el LMRP debían alejarse del pozo, que debía haber sido sellado por el BSR en ese punto.

El sistema de prevención de blowouts de deepwater horizon contaba únicamente con un ariete ciego de corte (BSR), en el cual se encontraron fallas de diseño, esto dejaba un margen de error muy pequeño al momento del influjo.

Uno de los principales elementos de la BOP es su válvula de seguridad ubicada en la parte superior de la tubería de perforación, cuando ocurrió el influjo el equipo de la plataforma intento cerrar la preventora anular superior y su válvula de seguridad pero no fue posible.

Cuando el fuego inicio se intentó activar el sistema de desconexión de emergencia, el cual debió cerrar los arietes ciegos de corte y desconectar el LMRP, pero el sistema fallo debido a la incineración de los cables de comunicación.

Los principales errores ocurridos con la BOP se resumen en:

- Solo había un BSR.
- No se hicieron consideraciones de diseño para cortar todo tipo de tuberías presentes en la BOP.
- Las BSR probablemente no tenían la capacidad de cortar o cerrar la tubería en condiciones de compresión.

La pérdida de control sobre el pozo de Macondo inició una tragedia de consecuencias trascendentales. Once trabajadores perdieron la vida y el medio ambiente y la economía de la región del golfo sufrieron daños que aún se están evaluando. Además, la explosión y el subsiguiente derrame de petróleo dañaron gravemente la confianza pública en la industria de petróleo y gas en alta mar[55].

[55] MMS. Investigation of Blowout and Fire Ship Shoal Block 354, OCS-G 15312 Well A-2, September 9, 1999. Gulf of Mexico off the Louisiana Coast. MMS 2001-009.

5.2. ANÁLISIS DEL CASO MONTARA

Antes del 21 de agosto de 2009, Australia no había visto un derrame de petróleo de la magnitud de la liberación incontrolada de petróleo y gas (Blowout) desde la Plataforma de Pozos de Montara en más de 20 años. El volumen de petróleo derramado en Montara fue uno de los más impactantes, debido a que fue el peor de su tipo en la historia de la industria petrolera de Australia[56].

En las primeras horas del 21 de agosto de 2009, se informó que un pequeño "eructo" de petróleo y gas había escapado del pozo H1 en la plataforma Montara. El petróleo y el gas habían viajado una distancia de más de cuatro kilómetros desde el yacimiento debajo del lecho marino. Mientras el 'eructo' inicial disminuía, aproximadamente dos horas después, el pozo H1 comenzó a patear con una fuerza tal que una columna de petróleo y gas fue expulsada desde la parte superior del pozo, a través de la escotilla en la cubierta superior de la plataforma, golpeando la Parte inferior de la plataforma de perforación West Atlas.

Durante un período de poco más de 10 semanas, el petróleo y el gas continuaron fluyendo sin cesar hacia el mar de Timor, aproximadamente a 250 kilómetros de la costa noroeste de Australia. Los parches de aceite brillante podrían haber afectado un área de hasta 90,000 kilómetros cuadrados.

5.2.1. Responsabilidad de las empresas

La causa del Blowout no ha sido resuelta en gran medida. Si bien la investigación recibió propuestas con varias teorías, es muy probable que los hidrocarburos ingresaran al pozo H1 a través del casing cementado de 9⅝ pulgadas y fluyeran

[56] RASMUSSEN, Jens. Risk Management in a Dynamic Society: A Modeling Problem. Safety Science, Vol. 27,1997 pp. 183-213.

hacia su interior. La investigación encuentra que la barrera de control del pozo primario, el casing de 9 pulgadas falló.

La investigación descubrió que en el momento en que se suspendió el pozo H1 en marzo de 2009, ninguna barrera de control de pozos cumplía con los estándares de construcción de pozos de PTTEPAA (Exploration and Production Public Company Limited). De manera relevante, el zapato de cubierta cementada de 9⅝ in no se había sometido a pruebas de presión de acuerdo con los estándares de construcción de pozos de la compañía, a pesar de los grandes problemas que se habían experimentado con el trabajo de cementación. En particular, es probable que el cemento en la zapata del casing haya sido comprometido, ya que fue sustancialmente desplazado por el fluido, lo que resultó en lo que se conoce como "zapata húmeda". Nada de esto era entendido por el personal senior de PTTEPAA en ese momento, a pesar de que los registros contemporáneos de la compañía, como el Daily Drilling Report (DDR), indicaban claramente lo que había sucedido. Los múltiples problemas al realizar el trabajo de cementación, como la falla de los tapones superior e inferior para crear un sello, la falla de las válvulas de flotador y un flujo inesperado de líquido, deberían haber activado las alarmas. Esos problemas requerían una evaluación cuidadosa de lo que sucedió, realizar pruebas de presión y, tomar medidas correctivas. Sin embargo, tal evaluación cuidadosa no se realizó. Los problemas no fueron resueltos, y las soluciones potenciales eran bien conocidas y no eran costosas. Esto fue un fracaso de la "práctica sensata del campo petrolero 101".

5.2.2. Factores que contribuyeron con el accidente. La ausencia de barreras probadas fue una causa inmediata del Blowout, sin embargo, esto en sí mismo reflejó errores sistémicos de las practicas llevadas a cabo dentro de PTTEPAA. En ese sentido, la investigación considera que los siguientes factores sistémicos e interrelacionados contribuyeron indirectamente a la explosión:

- El Plan de Gestión de Operaciones de Pozos de PTTEPAA (WOMP) para los estándares de construcción del pozo H1 eran en sí mismos inadecuados. Por ejemplo, no establecieron adecuadamente cómo PTTEPAA abordaría los riesgos que afectan la integridad del pozo que surgieron durante la perforación, suspensión y reingreso de los pozos de Montara. El WOMP y los estándares de construcción de pozos también eran de un tipo genérico y no abordaban adecuadamente las consecuencias del control de pozos de una operación de perforación por lotes, lo que implicaba que la torre de perforación pasara un tiempo considerable lejos de cada pozo y, por lo tanto, se realizara un trabajo "fuera de línea" considerable.
- Estas dificultades se vieron agravadas por el hecho de que el personal senior de PTTEPAA tenía una experiencia limitada en operaciones de perforación por lotes y de remoción de lotes y no comprendía completamente las implicaciones de dichas operaciones.
- Una serie de aspectos de los Estándares de Construcción de Pozos de PTTEPAA fueron, en el mejor de los casos, ambiguos y abiertos a diferentes interpretaciones. El hecho de que varios empleados y contratistas de PTTEPAA interpretaron aspectos de los Estándares de construcción de pozos ilustra de manera diferente la ambigüedad y lo inapropiado de los Estándares de construcción de pozos.
- Independientemente de la idoneidad de los Estándares de Construcción de Pozos de PTTEPAA, el personal de la compañía en la plataforma demostró una comprensión inadecuada de su contenido y el conocimiento de lo que requerían (por ejemplo, el requisito de que todas las barreras se prueben y verifiquen).
- El personal superior de PTTEPAA en la plataforma y en tierra fue deficiente en sus decisiones y juicios en relación con una serie de asuntos importantes. Por ejemplo, no lograron comprender los problemas en el trabajo de cementación para el zapato del casing de 9⅝ in. En particular, el supervisor de perforación de la empresa, el superintendente de perforación de la

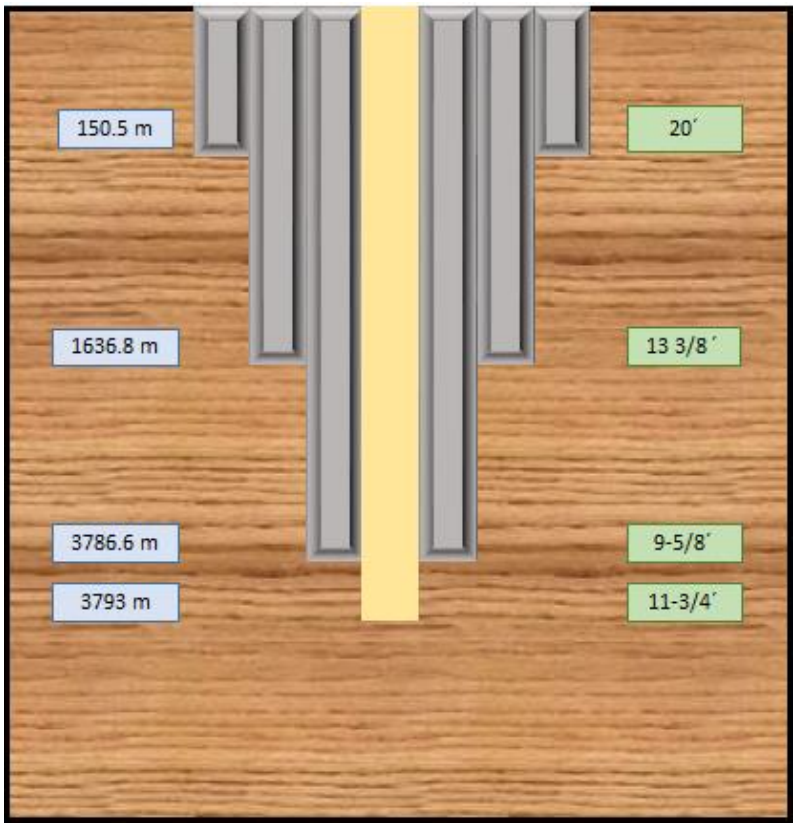
empresa en la costa y el gerente de la construcción del pozo en la costa, no comprendieron adecuadamente que la operación de cementación se vio seriamente comprometida y requirió pruebas y, lo más probable, medidas correctivas. La magnitud de este fracaso reflejó un fallo de juicio y competencia. Halliburton (el contratista de cementación) realizó el trabajo de cementación, pero esto fue por dirección de PTTEPAA. Fue el personal de PTTEPAA el que convocó los disparos, y son ellos quienes deben asumir la responsabilidad principal de supervisar esta tarea fallida[57].

- A pesar de que PTTEPAA insistió en sus presentaciones orales y escritas de que no buscaba minimizar los costos cuando esto pudiera comprometer la seguridad o la integridad del pozo, esta afirmación no se analiza. La filosofía prevaleciente revelada por las acciones de PTTEPAA parece haber sido hacer el trabajo sin demora. Por ejemplo, PTTEPAA tomó la decisión de que sería conveniente, de vez en cuando, estacionar el dispositivo de prevención de reventones (BOP) en el pozo H1 en lugar de instalar el pressure-containing anti-corrosion cap (PCCC) como lo exige el regulador; y cuando las cosas salieron mal, como la dificultad con la cementación y la corrosión de las roscas de la carcasa de 13⅜ "en el pozo H1, lo que llevó a la eliminación del PCCC de 9⅝", la PTTEPAA tuvo una respuesta expeditiva pero defectuosa. La evidencia ante la Investigación mostró repetidamente que los riesgos no se reconocían cuando debían haber sido, y no se evaluaron adecuadamente cuando se reconocieron. Se hicieron juicios para seguir adelante con el Programa de perforación de la Fase 1B sin una evaluación cuidadosa de las consecuencias. Además, no hubo un proceso de auditoría interna o revisión en los hitos críticos que, si se establecieran, podrían haber planteado preguntas sobre cuestiones fundamentales relacionadas con la integridad del pozo (por ejemplo, si el enfoque que se

[57] Roberts, K.H y ROUSSEAU, Denise. Research in Nearly Failure-Free, High-Reliability Organizations: Having the Bubble. IEEE Transactions on Engineering Management, 1989. Vol. 36, No. 2, pp. 132-139.

estaba adoptando en la Fase 1B del Programa de Perforación era, en todos los aspectos, en línea con Estándares de construcción de pozos de PTTEPAA).

Figura 38. Diagrama de suspensión-etapa 1 Montara H1-ST1



Fuente: Modificada de The Oil Drum. Montara Oil Spill: "A failure of sensible oilfield practice". [En línea]. 2010. (Recuperado en abril 2019.) Disponible en http://theoildrum.com/node/7193

En esencia, la forma en que PTTEPAA operó el campo petrolífero de Montara no estuvo dentro de la práctica sensata de los campos petroleros. El Blowout no fue un reflejo de un incidente desafortunado, o de mala suerte. Lo que sucedió con el pozo H1 fue un accidente esperando que sucediera; los sistemas y procesos de la compañía eran tan deficientes y su personal clave carecía de competencia básica, por lo que se puede decir que el Blowout fue un evento que se estaba esperando a

que ocurriera. De hecho, durante el curso de su audiencia pública, investigaciones descubrieron que ninguno de los cinco pozos de Montara actualmente cumple con los estándares de construcción de pozos de la compañía. De hecho, el desempeño de PTTEPAA ha sido tan deficiente en el campo petrolífero de Montara, que se considera que es imperativo que se establezcan medidas correctivas.

5.3. CONSIDERACIONES FINALES PARA LOS CASOS MACONDO Y MONTARA

La detección de fallas es clave para el desarrollo y operación segura de los sistemas, en particular los sistemas que incorporan la complejidad de un pozo en aguas profundas. Los riesgos deben ser reconocidos, cuantificados y mitigados. Sin embargo, parece que ni la industria ni los reguladores estadounidenses hayan previsto los riesgos de un evento a escala del pozo Macondo.

Incluso después del blowout de Montara en el Mar de Timor Occidental en agosto de 2009, la industria y los reguladores declararon ante el Congreso de los Estados Unidos, brindando garantías sobre la seguridad de las operaciones en el Golfo de México y la adecuación del proceso regulatorio. De manera similar, la falta de técnicas adecuadas y previamente planeadas de limitación y contención, evidencia una falla en la visión de un incidente del tipo o magnitud experimentado en Macondo.

Hoy, la industria está declarando sus buenas intenciones, invirtiendo recursos significativos en los sistemas de limitación y contención. La pregunta sigue siendo si estos esfuerzos son un comienzo hacia el reconocimiento, la aceptación y la gestión activa de los riesgos inherentes al desarrollo de la industria del petróleo y gas en alta mar o si representan una respuesta transitoria.

6. MEJORES PRÁCTICAS RECOMENDADAS

La detección de fallas es clave para el desarrollo y operación segura de los sistemas, en particular los que incorporan la complejidad de un pozo de aguas profundas. Los riesgos deben ser reconocidos, cuantificados y mitigados.

Los diseñadores, desarrolladores, operadores y reguladores deben saber y comprender que los riesgos son reales y se comportan como tal. Si no lo hacen, enfrentan la posibilidad de lidiar con consecuencias devastadoras como en el caso de las catástrofes en Macondo y Montara.

A continuación, se estudiarán las mejores prácticas recomendadas para pozos costa afuera principalmente en Colombia.

6.1. SEGURIDAD DE LOS PROCESOS DURANTE LA PERFORACIÓN

6.1.1. Seguridad de los procesos. Las mejores prácticas en la perforación de un pozo offshore en Colombia tiene en cuenta el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo (SG-SST), con el fin de reducir al mínimo la ocurrencia de accidentes mayores durante la ejecución de operaciones de perforación, se hace necesario que todo operador cumpla con la implementación de un sistema de administración de seguridad de los procesos que incluya al menos, los elementos establecidos por la práctica recomendada API 7558.

[58] Práctica Recomendada para el Desarrollo de un Programa de Seguridad y Gerenciamiento del Medio Ambiente para Operaciones e Instalaciones Costa Afuera, Tercera Edición,2004.

6.1.2. Competencia del personal involucrado en las operaciones. Es necesario que los operadores brinden a sus empleados el entrenamiento y las certificaciones requeridas para que se adopten prácticas responsables de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente, y para que los empleados y contratistas sean conscientes de sus roles en dichas prácticas.

También es importante establecer e implementar programas de capacitación tanto para respuesta a emergencias como para medidas de control y de seguridad de los procesos. Se deberá proveer entrenamiento continuo para todo el personal[59].

6.2. ESTRUCTURAS Y UNIDADES DE PERFORACIÓN

Unidades móviles de perforación costa afuera (MODUs). En Colombia los operadores deben garantizar que las unidades móviles de perforación costa afuera que ingresen al país cumplan con el Código Internacional para la Construcción y el Equipo de Unidades Móviles de Perforación Mar Adentro (Código MODU) del 2009, sus enmiendas o el que lo reemplace, a menos que presenten una justificación apropiada para su diferencia de criterio[60].

El Operador deberá garantizar que durante la ejecución de las operaciones:

1. Las MODUs aseguren estabilidad, incluyendo el control del peso y los mecanismos de contingencia para la recuperación de la misma.
2. Las MODUs dispongan de sistemas de amarre, anclaje o posicionamiento que les permita mantener su posición en condiciones meteorológicas y oceánicas previstas razonables.

[59] NORSOK S-006 HSE Evaluación de contratistas. Rev. 2. 2003.

[60] IMO, Código MODU de 2009.

6.3. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE POZOS

6.3.1. Integridad del pozo. El Operador deberá asegurar que el diseño, la perforación, el completamiento y las actividades de intervención de pozo se lleven a cabo de forma tal que se logren condiciones mecánicas y estructurales apropiadas durante su ciclo de vida. Para alcanzar este objetivo, se debe:

1. Asegurar que las especificaciones de los equipos cumplan o excedan los estándares sugeridos y que los equipos sean correctamente mantenidos y operados.
2. Adoptar medidas operacionales dirigidas a la prevención de reventones, incendios, explosiones, contaminación u otros daños.
3. Garantizar que los programas de diseño se basen en soluciones de ingeniería apropiadas para las condiciones específicas del sitio.
4. Asegurar la existencia de medidas para mantener la integridad y el control del pozo.

6.3.2. Programa de pozo. Antes del inicio de las actividades de perforación, completamiento e intervención planeadas, es necesario presentar un programa para cada pozo que describa las actividades individuales que se llevarán a cabo y los equipos que se emplearán para cada operación. Es recomendable proporcionar la siguiente información:

1. La certificación de confiabilidad y seguridad operativa de los sistemas y componentes de equipos e instalaciones para perforación, terminación o reacondicionamiento de pozos.
2. Relación de estándares que serán aplicables durante el diseño del pozo y el desarrollo de las operaciones de perforación, completamiento y/o intervención del pozo.
3. La prognosis del pozo, la cual debe incluir como mínimo:
    - Ubicación en superficie y en fondo del pozo.

- Características geológicas, estratos o marcadores a través de los cuales el pozo va a pasar.
- Estado mecánico o esquema del pozo propuesto
- Programa de tuberías de revestimiento, incluyendo los criterios de diseño y los factores de seguridad resultantes
- Programa de cementación, incluyendo la altura de llenado anular prevista;
- Criterios de diseño para los fluidos de perforación y completamiento

6.3.3. Diseño y construcción del pozo. Se busca diseñar y construir el pozo de tal forma que se mantenga su integridad en todo momento. Los criterios del diseño de la perforación del pozo deberán abordar:

1. Las máximas presiones en superficie esperadas mediante la valoración de: condiciones de perforación, completamiento y producción; densidad de fluidos de perforación a ser empleados; gradientes de fractura de las formaciones expuestas; profundidad total del pozo; tipos de fluidos en las formaciones y márgenes de seguridad[61].
2. Gradientes de fractura de las formaciones ajustadas para la profundidad del agua.
3. Zonas con potencial para pérdida de circulación.
4. Densidad de los fluidos de perforación.
5. Profundidad del revestimiento.

6.3.4. Cementación. La cementación de pozos debe efectuarse con los propósitos de proporcionar sello hidráulico, garantizar la protección de acuíferos aprovechables y aislar zonas con hidrocarburos y de alta presión. Para tal fin, el Operador debe

[61] API 96 Diseño y Construcción de Pozo de Aguas Profundas, Primera Edición, 2013.

incorporar en sus diseños y operaciones los elementos de la práctica recomendada API RP 65-262.

1. El plan de perforación deberá incluir los siguientes elementos para las operaciones de cementación:
   1.1. Identificación de las barreras mecánicas y prácticas de cementación que serán usadas en cada sarta de revestimiento.
   1.2. Especificaciones mínimas de calidad, volumen y las características del cemento que será empleado.

2. Se deberá diseñar y utilizar revestimientos y cemento que tomen en cuenta la integridad de las barreras de control de pozo y de presión.

3. Antes de la perforación de cada sarta de revestimiento, se deberá realizar una prueba de presión de la tubería de revestimiento y el cemento a una presión no inferior a la presión máxima prevista en boca de pozo.
   Antes de perforar más de 15 metros del nuevo agujero debajo de cada tubería de revestimiento, se deberá llevar a cabo una prueba de integridad de la formación para determinar que se ha logrado una junta anular efectiva alrededor de la zapata de revestimiento anterior.

4. Cualquier falla tanto del revestimiento como del cemento requiere la restauración de las barreras antes de continuar con cualquier actividad de perforación, salvo que un análisis de riesgo soporte la pertinencia u oportunidad de hacerla más adelante.

[62] API RP 65 Cimentación de Zonas de Flujo de Aguas Superficiales en Pozos de Aguas Profundas, Primera Edición. 2002.

5. Se deberá cumplir con las siguientes metas para la cementación y suministrar los soportes correspondientes

- Usar el volumen, la densidad y la clase de cemento adecuado.
- Obtener un registro de evaluación u otra técnica de evaluación para verificar la integridad y adherencia del cemento.
- Evitar flujo de fluidos no deseados.
- Aislar acuíferos.
- Aislar las zonas con hidrocarburos o alta presión.
- Evitar la corrosión.
- Proteger zonas de hidrato de gas.
- Llevar a cabo pruebas de presión.

6.3.4.1. Pruebas de integridad del cemento. Una evaluación exacta de los trabajos de cementación del casing así como de la formación es de extrema importancia durante la perforación de un pozo así como para los trabajos subsecuentes. La información resultante de las pruebas de Integridad de la formación, es usada durante la vida productiva del pozo y de los pozos vecinos[63].

Registro de adherencia del cemento: Es una representación de la integridad de la operación de cementación, especialmente si el cemento se está adhiriendo en forma sólida a la parte externa de la tubería de revestimiento. El registro se obtiene generalmente a partir de una diversidad de herramientas de tipo sónico.

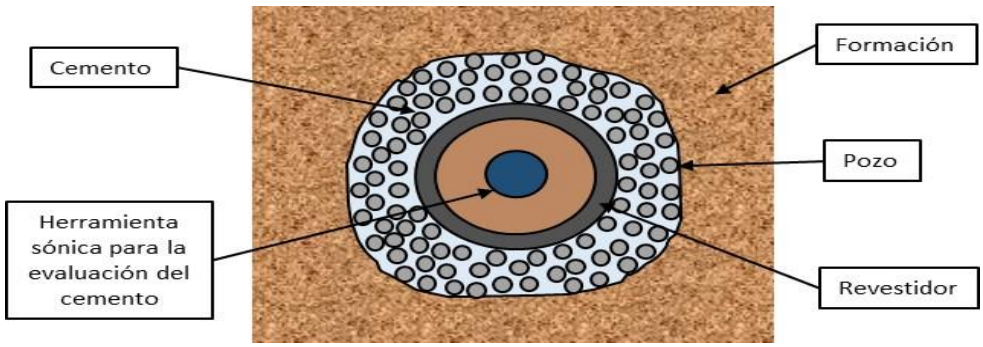
Registros ultrasónicos: Permiten conocer la distribución radial del cemento alrededor del casing (ver Figura 39), midiendo la impedancia acústica directamente

[63] ISO 19901-4:2003 Industrias petrolera y de gas natural -- Requisitos específicos para estructuras costa afuera – Parte 4: Consideraciones de diseño geotécnicas y de cimentación.

relacionada con el esfuerzo compresivo del cemento. Permite obtener información acerca de:

- Existencia de canales
- Existencia de un bajo esfuerzo compresivo.
- Detectar presencia de gas detrás del revestidor.
- Proveer un mapa de espesor del revestidor.

Figura 39. Prueba de registros ultrasónicos



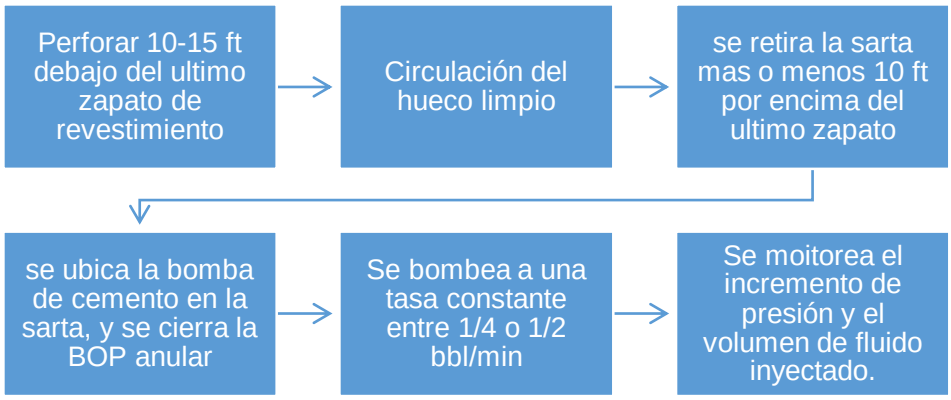
Fuente: Modificado de Halliburton, 2017.

Prueba de presión negativa: esta prueba confirma la integridad de las barreras del pozo, se realiza simulando una reducción en la presión hidrostática desplazando el lodo con un fluido de menor densidad, esta es importante para determinar la capacidad del cemento para aislar fluidos del yacimiento al pozo.

6.3.5. Prueba de integridad de la formación. Es una prueba para determinar la resistencia o la presión de fracturamiento de la formación abierta, que en general se efectúa inmediatamente después de perforar por debajo de una nueva zapata de la tubería de revestimiento. Durante la prueba, el pozo se cierra y se bombea fluido en su interior para incrementar la presión que experimenta la formación. Alcanzada cierta presión, el fluido ingresará o se perderá en la formación, moviéndose a través

de los trayectos permeables de la roca o bien creando un espacio mediante la fractura de la roca. Los resultados de la prueba de admisión determinan el valor máximo de presión o de peso del lodo que puede aplicarse en el pozo durante las operaciones de perforación[64] (ver Figura 40).

Figura 40. Prueba de registros ultrasónicos



Fuente: Tomado de SMITH, Randy. Control de pozos Perforación, completamientos y reacondicionamiento.

6.3.6. Completamiento de pozos. Los completamientos de pozo deberán conducirse de tal manera que haya protección contra daños o perjuicios a la vida, el medio ambiente marítimo, la propiedad y los recursos naturales, incluyendo los propios yacimientos de hidrocarburos**.**

Se diseña y utiliza equipos para mantener el control del flujo de fluidos durante la producción, inyección y pruebas del pozo. No se permite el uso de válvulas de lubricación como válvulas de seguridad[65]

[64] NORSOK D-10 Integridad del pozo en la perforación y operaciones del pozo. Rev. 4, 2013.

[65] API 6AV1 Especificación para la Validación de Válvulas de Seguridad Superficiales para Cabezales de Pozo y Válvulas de Seguridad Submarinas Costa Afuera, Segunda Edición, 2013.

6.3.7. Diseño de los fluidos de perforación y completamiento para control hidrostático

6.3.7.1. Viajes. Debido a la frecuencia de los viajes de la sarta en la perforación es importante estar preparado para cualquier eventualidad. En cada viaje es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Circular el hueco antes de cada viaje.
- Tener precaución con las velocidades de viaje para minimizar las posibilidades de surgencia o suaveo
- Alinear y usar tanques de viaje
- Tener calculado los volúmenes de llenado, mediante la siguiente ecuación.

$$Llenado = (Factor\ de\ desplzamient * Longitud\ de\ parad * \#\ de\ paradas) \quad (15)$$

6.3.7.2. Pérdida de circulación. La pérdida de circulación puede ser controlada con material de perdida de circulación, algunos de los métodos de remediación son los siguientes:

a. Circulación convencional: Se ubica un tapón a través de una tubería de extremo abierto frente a la zona de pérdida y se bombea a una tasa de 1 bbl/min hasta que la pérdida sea nula[66]
b. Tapón balanceado: Se maneja un volumen pequeño de lechada de cemento bombeado al pozo, el volumen correcto del espaciador es bombeado después de la lechada de cemento para garantizar la presión hidrostática en el espacio anular

[66] API 13D Reología e Hidráulica de Fluidos de Pozos Petroleros, Sexta Edición, Mayo 2010.

c. Tapón no balanceado: es realizado cuando se conoce bien la zona de pérdida, se bombea la lechada por un extremo de la tubería y se cierra la preventora.

6.4. CONSIDERACIONES PARA POZOS HORIZONTALES

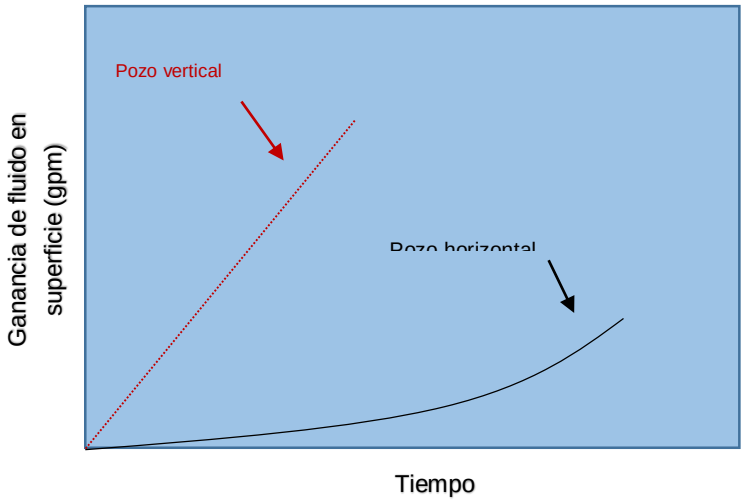
Los pozos horizontales son los más comunes en plataformas costa afuera por su eficiencia y su ahorro económico, por ello es importante tener un buen plan de desarrollo en la perforación de estos pozos y conocer las diferencias respecto a los pozos verticales cuando se está intentando identificar un amago[67].

6.4.1. Detección de influjos

- Incremento del nivel en tanques: Si el pozo está aportando fluido de la formación, entonces se observará un incremento en el volumen del sistema de lodos. Todos los tanques de circulación deben ser ubicados y marcados para que se advierta rápidamente cualquier aumento adicional. Sin embargo, como se observa en la Figura 41 la ganancia de fluido en superficie difiere entre un pozo vertical y uno horizontal.

[67] NORSOK D-001 Instalaciones de perforación. Tercera Edición, 2012.

Figura 41. Grafica ganancia de fluido en superficie vs tiempo

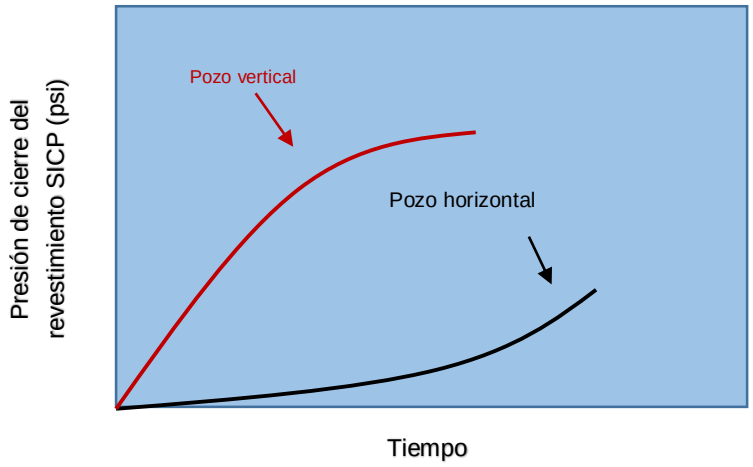


Fuente: Tomado de SIMITH, Randy. Control de pozos Perforación, completamientos y reacondicionamiento.

- Presión de cierre del revestimiento: La presión en el casing es de importante conocimiento para determinar si existe o no un influjo, sin embargo, en pozos horizontales se refleja de manera diferente ya que no hay cambios de presión en el anular hasta que el influjo no alcance la sección vertical del pozo[68] (ver Figura 42).

[68] NORSOK M-501 Preparación de superficie y revestimiento protector Sexta Edición, 2012.

Figura 42. SICP vs tiempo



Fuente: Tomado de SIMITH, Randy. Control de pozos Perforación, completamientos y reacondicionamiento.

6.4.2. Cálculos adicionales en pozos horizontales para llevar a cabo un control de pozo primario. Cuando el fluido de matar alcanza cada kick of point (KOP) la presión de circulación en pozos horizontales requiere un cálculo adicional, utilizando la siguiente ecuación[69]:

$$KOP_{CP} = ICP + (\frac{(FCP - SPP) * KOP_{MD}}{TMD} - \frac{SIDPP * KOP_{VD}}{TVD}) \qquad (16)$$

Donde:

KOP_{CP}= Presión de circulación cuando el lodo de matar alcanza el punto de desviación

[69] ANSI/API 14B Práctica recomendada para el diseño, instalación, operación, pruebas y reparación de las SSSV, *Design, Installation, Operation, Test, and Redress of Subsurface Safety Valve Systems.*

ICP= Presión inicial de circulación

FCP=Presión final de circulación

KOP_{MD}=Profundidad medida del punto de desviación

KOP_{VD}=Profundidad vertical del punto de desviación

$SIDPP$= Presión de cierre de tubería de perforación

TMD= Profundidad medida total del pozo

TVD=Profundidad vertical total del pozo

6.5. SISTEMAS DE PREVENCIÓN DE REVENTONES – BOPS

6.5.1. Diseño e instalación de BOPs. Se debe garantizar la existencia de un Sistema de Prevención de Reventones durante las etapas de perforación, completamiento y/o intervención, que cumpla como mínimo con los requerimientos de la versión vigente del estándar API 53 (API STD 53 - Sistema de Prevención de Reventones para Perforación de Pozos) o el estándar que lo modifique o sustituya. El Operador puede proponer a la Autoridad la utilización de otras prácticas internacionalmente aceptadas.

Se debe garantizar que:

1. El sistema de BOP sea diseñado, instalado, mantenido y probado para asegurar el control del pozo en cualquier condición.
2. El sistema BOP incluya mecanismos de activación primaria y secundaria que funcionen independientemente uno del otro.
3. Todos los equipos de perforación de posicionamiento dinámico deben incluir un sistema de corte automático y de control de hombre muerto (dead man control) para cortar la tubería y sellar el pozo en caso de pérdida de suministro hidráulico y de la transmisión de señal o si el LMRP se desengancha del BOP. Estos sistemas deben estar diseñados para sellar el pozo en 90 segundos.

4. Los sistemas BOP puedan estar están sujetos a verificación por terceros independientes. La verificación de BOPs deberá hacer parte del esquema de verificación de instalación.
5. El sistema BOP y los equipos asociados estén diseñados e instalados de manera tal que permita la inspección, el monitoreo, las pruebas de presión y las pruebas de funcionamiento, y la verificación y documentación de los resultados de pruebas.

6.5.2. Pruebas funcionales de BOPs. Se debe realizar pruebas de funcionamiento al Sistema de BOPs en los siguientes momentos y condiciones[70]**:**

1. Antes de bajar las BOP se realiza una prueba completa de funcionamiento combinada con una prueba de presión en la plataforma de perforación, antes de la perforación del pozo.

2. Cuando las BOP's hayan sido instaladas en el pozo y la conexión entre las BOP's y la cabeza del pozo haya sido probada, se conduce una prueba completa de funcionamiento del sistema primario. La prueba se completa antes del inicio de toda operación del pozo.

3. Una vez la BOP sea instalada en el pozo, al menos una vez cada siete días, se realiza una prueba de función sobre los componentes de control de pozo. El funcionamiento de las ram de revestimiento y de corte deberá probarse como mínimo cada veintiún días, siempre y cuando la operación lo permita.

6.5.3. Pruebas de presión a los BOPs. Realizar pruebas de presión del sistema de BOPs en los siguientes momentos y condiciones[71]**:**

[70] NORSOK R-001 Equipos mecânicos NORSOK R-001. Rev. 3, 1997.

[71] NORSOK R-001 Equipos mecânicos NORSOK R-001. Rev. 3, 1997.

1. Antes de bajar una BOP submarina y siguiendo la instalación de todos los elementos de sellamiento serán sometidos a una prueba de presión como parte de la certificación inicial del fabricante y de la aceptación del Operador o del contratista perforador.
2. Cuando ña BOP esté en uso, el cuerpo del BOP y todos los elementos de sellamiento deberán ser sometidos a pruebas de presión al menos cada veintiún días.
3. La BOP deberá someterse a pruebas de presión después de realizadas operaciones que puedan averiar los elementos de sellamiento, tales como desconexiones o reparaciones de cualquier sello de contención de presión en las preventoras, las líneas de choque y matado, el múltiple de estrangulamiento o la cabeza del pozo, pero limitado al componente afectado.

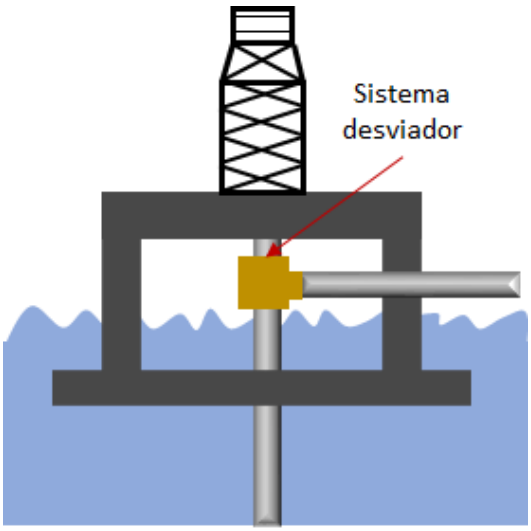
6.6. CONTROL DE INFLUJOS DE GAS SOMERO

La principal característica de una migración de gas es un aumento en las presiones de cierre del casing y de la tubería de perforación. Es preferible no cerrar el pozo, en cambio, cuando esto ocurra él mismo se vaciará y si no se toman las medidas adecuadas, puede ocurrir un descontrol en el pozo de aguas profundas. Debido a los problemas que esto involucra, no se debe permitir que el pozo fluya fuera de control. Entre las opciones encontradas para estructuras flotantes para mitigar el impacto de un influjo y evitar un posible blowout encontramos:

- Sistema desviador: Este equipo permite conducir los fluidos lejos del pozo. Es recomendable cuando se tenga duda del cierre del pozo sin que la presión generada rompa la formación debajo de la zapata de la tubería de

revestimiento superficial y el flujo pueda canalizarse hasta la superficie (ver Figura 43).

Figura 43. Sistema desviador



Fuente: Tomado de SIMITH, Randy. Control de pozos Perforación, completamientos y reacondicionamiento.

- Desconectar el riser y retirar la plataforma: Al desconectar el riser la presión hidrostática del agua logra disminuir el flujo del gas. Existen dos tipos de desconexión, la primera generada por presencia de huracanes o fuertes corrientes marinas, y otra llevada cabo por emergencia, para esta última se sigue la siguiente secuencia de acciones que permitan una operación segura:

  a. Colgar la sarta de perforación
  b. Cortar tubería con arietes de corte
  c. Sacar la sarta fuera del área de los arietes de la BOP
  d. Cerrar arietes ciegos y desconectar el LMPR
  e. Levantar taladro al menos 5% de la profundidad a al que se encuentra, fuera de la cabeza de pozo.

- Perforar sin riser: Al perforar sin riser se evita que el gas llegue a la plataforma evitando un evento catastrófico.

6.7. MÉTODOS PARA EVACUAR EL GAS DEL POZO

6.7.1. Método de presión en la tubería de perforación. Este método puede ser utilizado cuando el pozo se encuentra cerrado con la broca en fondo de pozo y se conoce la medida de la presión en fondo de pozo (BHP)[72]. el procedimiento se muestra a continuación:

a. Permitir que la presión SIDPP incremente entre 50 y 100 psi. Esta presión constituye el límite inferior de la tubería de perforación.
b. Permitir que la presión de la tubería de perforación aumente entre 50 y 100 psi, esta presión constituye el límite superior de la tubería de perforación.
c. Abrir el choque manualmente y liberar presión de la tubería de perforación hasta alcanzar la presión del límite inferior.
d. Repetir paso b y c hasta que se alcance una presión constante en el fondo del pozo o hasta que el gas se encuentre en la parte superior.

6.7.2. Método volumétrico. En lo posible siempre se debe tratar de usar la presión en la tubería de perforación para controlar la presión del influjo, el método volumétrico es un método de etapas en el cual se utiliza el manómetro de presión del casing, el procedimiento se muestra a continuación:

a. Seleccionar un rango de presión de trabajo, y un margen de seguridad
b. Calcular la presión hidrostática por barril de lodo en el espacio anular superior

[72] ASME B31.8-2014 Sistemas de Transmisión y Distribución de Gas, Código ASME para Presurización de Tubería, 2014

$$HP/bbl = \frac{Gradiente\ de\ lodo}{CAP\ anular} \qquad (17)$$

c. Calcular el volumen de purga por ciclo

$$Vol\ de\ purga\ por\ ciclo = \frac{Presion\ de\ trabajo}{HP/bbl} \qquad (18)$$

d. Permitir que la presión SICPP aumente al margen de seguridad (Presión de seguridad) sin purgar el pozo.
e. Mantener la presión de revestimiento constante purgando volúmenes de lodo en el choque hasta purgar volumen por ciclo calculado.
f. Purgar hasta que se implemente otro procedimiento de control de pozo o hasta que el gas este en la superficie del pozo.

6.7.3. Bombeo de forma forzada o Bullheading. El Bullheading es uno de los métodos de control de pozos que involucra el bombeo de fluidos de la formación de regreso a la misma. Si bien el bombeo forzado es intrínsecamente riesgoso, se implementa si se sospecha que los fluidos de formación contienen ácido sulfhídrico para evitar que el gas tóxico llegue a la superficie. El bombeo forzado también se lleva a cabo si no puede implementarse la circulación normal, tal como sucede después de un episodio de colapso del pozo. El riesgo principal del proceso de bombeo forzado es que el equipo de perforación no tiene control del lugar a donde va el fluido y el fluido que se bombea en el fondo del pozo generalmente ingresa en la formación más débil. Por otra parte, si sólo la tubería de revestimiento somera se cementa en el pozo, la operación de bombeo forzado puede hacer que los fluidos del pozo se desplacen a gran velocidad en torno a la zapata de entubación y lleguen a la superficie. Este desplazamiento a gran velocidad hacia la superficie produce

como efecto la fluidificación y la desestabilización del suelo (o del fondo submarino), y puede ocasionar la formación de un cráter, la pérdida del equipo y pone en riesgo la vida de los trabajadores.

6.8. GESTIÓN DE LOS HIDROCARBUROS DURANTE LA PERFORACIÓN

6.8.1. Venteo y quema de gas. Durante el desarrollo de la perforación, el Operador podrá quemar los volúmenes de gas que se recuperen en superficie como resultado de las siguientes actividades[73]:

- Operaciones de control de pozo
- Pruebas iniciales de producción

6.8.2. Quema de hidrocarburos líquidos. Los volúmenes de hidrocarburos líquidos que se recuperen en superficie como producto de las pruebas iniciales de producción podrán ser quemados previa aprobación de la Autoridad pertinente.

6.9. VERIFICACIONES E INSPECCIONES

6.9.1. Inspección a los equipos de perforación. La Autoridad de Fiscalización, directamente o a través de terceros especializados, debe conducir inspecciones programadas a los equipos y unidades de perforación e intervención de pozos con el fin de determinar que las operaciones sean adelantadas de conformidad con las reglamentaciones y estándares aplicables.

Las inspecciones podrán ser conducidas para determinar si los equipos destinados para el control de pozo, incendios, derrames de hidrocarburos o sustancias

[73] NFPA 59A Estándar para la Producción, Almacenamiento y Manipulación de Gas Natural (LNG), edición 2013.

peligrosas u otros accidentes mayores se encuentran instalados y operando adecuadamente de conformidad con el propósito de su diseño.

El alcance y la extensión de las inspecciones serán determinados tomando en cuenta:

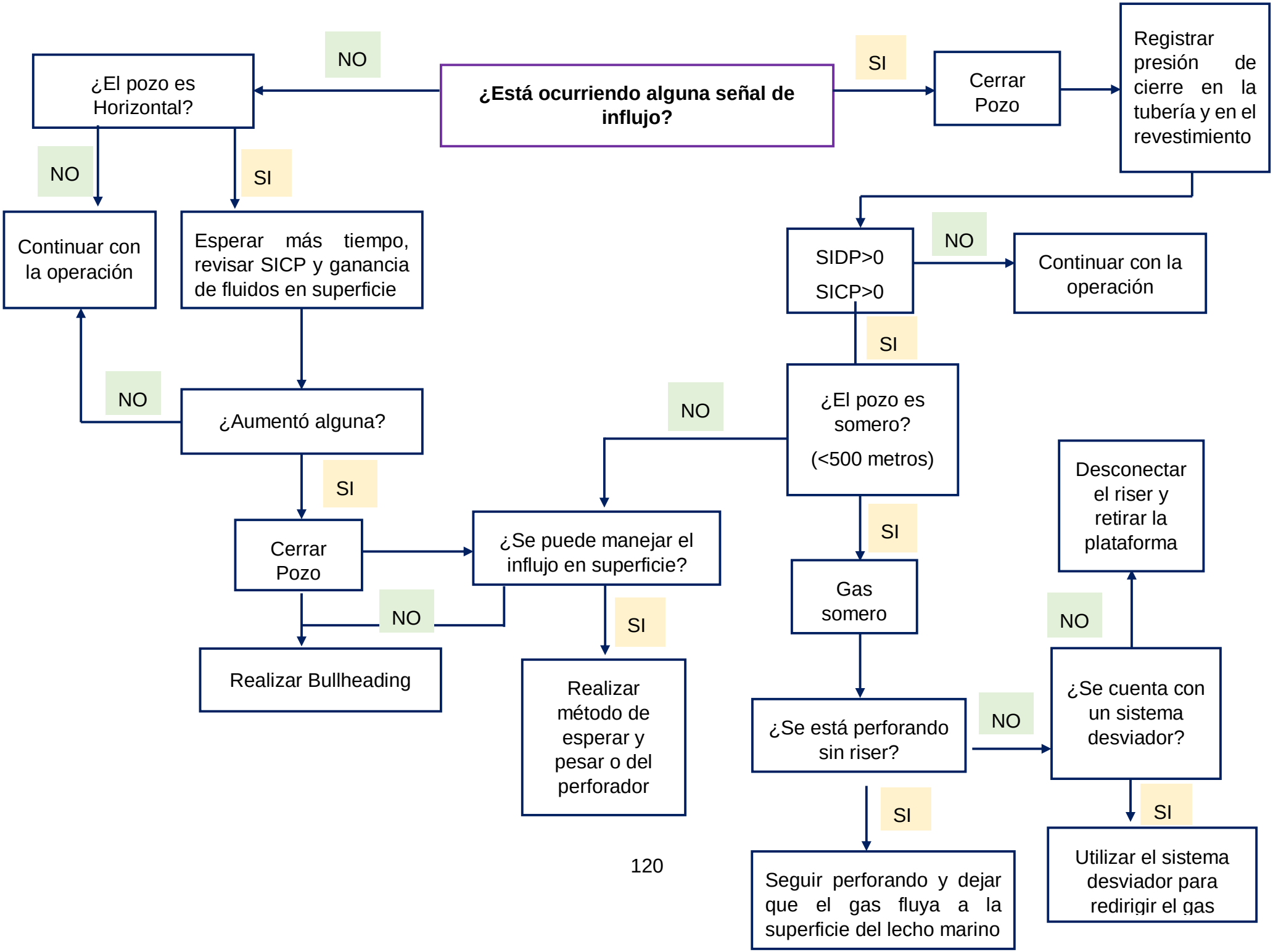
1. Los antecedentes de cumplimiento del Operador.
2. El monitoreo del desempeño.
3. Los resultados de inspecciones anteriores.
4. El nivel de riesgo.
5. La antigüedad de las instalaciones.

7. METODOLOGIA PROPUESTA PARA CONTROL DE INFLUJO OFFSHORE

El siguiente diagrama representa de forma gráfica un proceso simplificado que permita una mayor organización y una mejor evaluación en la toma de decisiones durante la perforación cuando exista alguna señal de influjo en campos offshore, basándose principalmente en lo explicado en anteriores capítulos.

El diagrama parte desde las primeras señales del influjo y su control dependiendo de la profundidad del pozo, sin embargo, es importante resaltar que las pruebas para verificar una cementación correcta fueron realizadas con anterioridad y por ello no hacen parte del diagrama.

Si las acciones de control son llevadas a cabo muy tarde y no es posible controlar el pozo se recomienda tener en cuenta los métodos de control secundarios y terciarios, para evitar un derrame que pueda generar una catástrofe.


¿Está ocurriendo alguna señal de influjo?
NO
¿El pozo es Horizontal?
NO
Continuar con la operación
SI
Esperar más tiempo, revisar SICP y ganancia de fluidos en superficie
NO
¿Aumentó alguna?
SI
Cerrar Pozo
NO
Realizar Bullheading
SI
¿Se puede manejar el influjo en superficie?
SI
Realizar método de esperar y pesar o del perforador
SI
Cerrar Pozo
Registrar presión de cierre en la tubería y en el revestimiento
SIDP>0
SICP>0
NO
Continuar con la operación
SI
¿El pozo es somero?
(<500 metros)
NO
SI
Gas somero
¿Se está perforando sin riser?
NO
¿Se cuenta con un sistema desviador?
NO
Desconectar el riser y retirar la plataforma
SI
Utilizar el sistema desviador para redirigir el gas
SI
Seguir perforando y dejar que el gas fluya a la superficie del lecho marino

8. CONCLUSIONES

- En todas las operaciones de perforación, completamiento e intervención de pozo se pueden presentar diversos riesgos para que ocurra un influjo. El cual puede terminar en una catástrofe, generando graves consecuencias operacionales, ambientales y en la vida humana sí no es manejado adecuadamente. Por tal motivo es importante conocer las diferentes causas de influjos que se puedan presentar para saber cómo reaccionar frente a estas.

- La selección del método adecuado para el control de pozo durante la perforación se basa en parámetros tanto de disponibilidad de quipos y químicos en plataforma, como en la capacidad de los operadores de actuar a tiempo. Es de vital importancia la capacitación que debe tener el personal, y así tenga un buen desempeño en la toma de decisiones al momento de presentarse un influjo.

- De acuerdo con los estudios realizados el factor común en las causas de influjo fue una mala interpretación y realización de las pruebas de cementación. La detección de fallas es clave para el desarrollo de una operación segura. Reconocer, identificar, cuantificar y mitigar los riesgos son importantes para el cumplimiento del programa de perforación y completamiento, además es necesario que el diseño se adapte a las condiciones cambiantes permitiendo la continuidad de una operación segura sin afectar los tiempos de cada operación.

- Las MODUs y equipos utilizados en operaciones offshore pueden afectar la lectura de indicios de influjos, por tal razón estos deben asegurar estabilidad

y ser inspeccionados para soportar las condiciones ambientales que se presenten, siguiendo las normas que para cada equipo se establecen según la API correspondiente.

9. RECOMENDACIONES

- Para futuras investigaciones se recomienda profundizar en la ventana de operación para campos offshore, que permita predecir el comportamiento bajo condiciones de presiones anormales y subnormales presentadas en estos ambientes.

- Para futuras investigaciones se recomienda profundizar sobre los tipos de cementación presentes en campos offshore ya que es de vital importancia para una operación segura y exitosa, ya que en los casos de estudio mencionados tienen en común la falla de interpretación en las pruebas cementación.

- Investigar más acerca de las técnicas de control terciario, y su análisis técnico económico, ya que según los casos estudiados este fue el método a seguir para controlar el pozo y obtener más información acerca de estos y su viabilidad económica, para conocer los costos implicados en una de estas operaciones.

BIBLIOGRAFÍA

AADNOY, Brent, *et al.* Advanced Drilling and Well Technology. Society of Petroleum Engineers, Richardson TX, 2009.

AGUILAR, Ulises. Control de pozos en aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. México, 2013. p.80.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Diseño y Construcción de Pozo de Aguas Profundas RP 96. Primera Edición, 2013.

--------. Isolating Potential Flow Zones During Well Construction RP 65-2. Second edition, 2010.

--------. Práctica Recomendada para el Desarrollo de un Programa de Seguridad y Gerenciamiento del Medio Ambiente para Operaciones e Instalaciones Costa Afuera RP 75. Tercera Edición, 2004.

--------. Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment System for Drilling Wells. Third edition. Dallas, 1997. p.13.

--------. Recommended Practice for Design, Installation, Operation, Test, and Redress of Subsurface Safety Valve Systems 14B. Sixth edition, 2015.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for Verification Test of Wellhead Surface Safety Valves and Underwater Safety Valves for Offshore Service 6AV1. First edition, 2008.

--------. Well Control Operations API RP 59. First edition. Dallas, 1987. p.25.

ANADARKO COLOMBIA COMPANY. Plan manejo ambiental específico para el pozo exploratorio Gorgón, Purple Angel, caribe colombiano. p.10.

--------. Proyecto de perforación costa afuera Purple Angel en el caribe Colombiano p.1.

ASME B31.8. Sistemas de Transmisión y Distribución de Gas, Código ASME para Presurización de Tubería, 2014.

BIERLY, Paul; SPENDER, J. Culture and High Reliability Organizations: The Case of the Nuclear Submarine. Journal of Management, Vol. 21, No. 4, 1995. pp. 639-656.

BOMMER, Paul. A Primer to Oil Well Drilling, 7th Ed. The University of Texas at Austin, 2008.

BP. Deepwater Horizon Accident Investigation Report, [en linea]. 2010. (Recuperado en 5 febrero 2019.) Disponible en http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/gom_response/STAGIG/local_assets/downloads_pdfs/Deepwater_Horizon_Accident_Investigation_Report.pdf.

CRONIN, Matthew; WEINGART, Laurie. Representational Gaps, Information Processing, and Conflict in Functionally Diverse Teams. Academy of Management Review Vol. 32, No. 2, 2007. pp 761-773.

DET NORSKE VERITAS. Energy Report: Beaufort Sea Drilling Risk Study. Project No. EP004855, 2010.

ECOPETROL. Hallazgo de hidrocarburos en aguas ultra-profundas del caribe colombiano, 2015.

--------. Pozo purple angel-1 encuentra gas en aguas profundas del caribe colombiano, 2017.

EL HERALDO. Gas de Orca podría entrar al mercado en 2023: Ecopetrol. [En línea]. 2018. (Recuperado en 20 noviembre 2018.) Disponible en https://www.elheraldo.co/economia/gas-de-orca-podria-entrar-al-mercado-en-2023-ecopetrol-532483.

--------. La apuesta del offshore transformará a la Costa Caribe [en línea]. 2017. (Recuperado en 5 diciembre 2018.) disponible en: https://www.elheraldo.co/region-caribe/la-apuesta-del-offshore-transformara-la-costa-caribe-416259.

EVENSEN, Kristoffer, *et al.* Relief Well Drilling Using Surface Seismic While Drilling (SSWD). IADC/SPE- 167994-M, 2014.

FLATERN Rick. Preventores de reventón. Schlumberger, 2016.

FLORES, Vanessa, *et al*. Relief Well Planning. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, 4-6 March, Fort Worth, Texas, USA. SPE-168029-MS, 2014.

GOOBIE, Roger, *et al.* A Guide to Relief Well Trajectory Design using Multidisciplinary Collaborative Well Planning Technology. SPE conference paper-173097-MS, 2015.

GRACE, Robert. Advanced Blowout & Well Control. Houston: Gulf Publishing Company. 1994. p. 29.

HOLAND, Per. Offshore Blowouts Causes & Control. Houston: Gulf Publishing Company. 1997. p. 87.

HUGHES T. L. "The Chemical Logging of Drilling Fluids." N 23076-PA, Schlumberger Cambridge Research, Society of Petroleum Engineers, 1995.

ORGANIZACIÓN MARITIMA INTERNACIONAL, Código MODU de 2009 Código para la construcción y el equipo de unidades móviles de perforación mar adentro, 2009.

ISO 19901-4:2003 Industrias petrolera y de gas natural -- Requisitos específicos para estructuras costa afuera – Parte 4: Consideraciones de diseño geotécnicas y de cimentación, 2003.

MEJIA, Nicolás. Indicadores y estrategias de crecimiento del sector de hidrocarburos colombiano. ANH, 2015.

MISHRA, Pradeep Kumar. Ultra Deep Water Cementing, Challenges and Solutions. N 102042 SPE, Society of Petroleum Engineers. Mumbai, Indian Drilling Technology Conference and Exhibition, India, 2006.

U.S DEPARTMENT OF THE INTERIOR. Investigation of Blowout and Fire Ship Shoal Block 354, OCS-G 15312 Well A-2, Gulf of Mexico off the Louisiana Coast, 2015.

NFPA 59A Estándar para la Producción, Almacenamiento y Manipulación de Gas Natural (LNG), edición 2013.

NORSOK. Equipos mecânicos R-001. Rev. 3, 1997.

--------. Evaluación de contratistas S-006 HSE. Rev. 2, 2003.

--------. Preparación de superficie y revestimiento protector M-501. Sexta Edición, 2012.

--------. Well integrity in drilling and well D-10, Strandveien, 2004.

PETROBRAS. Descripción y características técnicas de las actividades de perforación en el pozo Orca-1. p.1.

PETRÓLEO MUNDO. Principios del control del pozo y BOP. [en línea]. (Recuperado en 1 de febrero de 2019). Disponible en

http://petroleomundo.blogspot.com/2015/04/principios-del-control-del-pozo-y-bop.html.

RASMUSSEN, Jens. Risk Management in a Dynamic Society: A Modeling Problem. Safety Science, Vol. 27, No. 2/3, 1997. pp. 183-213.

REVISTA COLOMBIA ENERGIA. Costa afuera, oportunidades en el mar profundo en: Colombia Energía, 2016 pp. 56-57.

ROBERTS, Karlene; ROUSSEAU, Denise. Research in Nearly Failure-Free, High-Reliability Organizations: Having the Bubble. IEEE Transactions on Engineering Management, Vol. 36, No. 2, 1989- pp. 132-139.

SCHLUMBERGER; SEDCO FOREX. Well control manual. [En linea]. (Recuperado en 28 noviembre 2018.) Disponible en: https://my-spread.com/discussions/1006.

SMITH, Randy. Control de pozos. Perforación, completamiento y reacondicionamiento. Control de Pozos Submarinos.

SOUZA Peter. O que é BOP. 2016. [en línea]. (Recuperado en 15 de febrero de 2019). Disponible en https://www.linkedin.com/pulse/o-que-%C3%A9-bop-peter-pereira-

WELL CONTROL INTERNATIONAL. Manual de Control de Pozos: Well Control Manual. Colombia.

WHITBY Mel. Designe evolution of subsea BOP, Cameron’s Drilling System Group. 2007. p.1.