

DISEÑO DE POZOS MULTILATERALES OFFSHORE PARA LAS CONDICIONES
DE UN CASO DE APLICACIÓN DE LA CUENCA GUAJIRA OFFSHORE EN EL
CARIBE COLOMBIANO

DANIEL SEBASTIAN ORTIZ RIAÑO

GEOVANNI RODRIGUEZ TURIZO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2021

DISEÑO DE POZOS MULTILATERALES OFFSHORE PARA LAS CONDICIONES
DE UN CASO DE APLICACIÓN DE LA CUENCA GUAJIRA OFFSHORE EN EL
CARIBE COLOMBIANO

DANIEL SEBASTIAN ORTIZ RIAÑO

GEOVANNI RODRIGUEZ TURIZO

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

EMILIANO ARIZA LEÓN

Doctor en Ingeniería Química

Codirector

JAIRO HUMBERTO TOVAR CABRERA

Doctor en Ingeniería Naval

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2021

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía y fortaleza en los momentos más difíciles.

A mis Papás Nelson y Angela, por su amor, paciencia y apoyo incondicional, la formación que me dieron como persona y los valores como la responsabilidad, el trabajo honesto y la perseverancia, entre muchos otros que me transmitieron a través de su ejemplo. Son mi modelo a seguir y las personas que me motivan a esforzarme para ser alguien mejor.

A mis Hermanos Jhonatan y Emanuel, que han estado siempre acompañándome y apoyándome en mi camino, también son mi ejemplo a seguir y mi mayor motivo de orgullo. Nada de esto sería posible sin su ayuda, sus consejos y su compañía.

A mi Novia Camila, que estuvo conmigo durante todo el proceso de elaboración de la tesis, con su amor y paciencia sin condiciones y la alegría que trae a mi vida con su presencia.

A mi amigo Geovanni, compañero de trabajo de grado desde segundo semestre, por su paciencia, motivación y trabajo duro para sacar este proyecto adelante.

A mis amigos y compañeros de la universidad Francisco, Oscar, Fabian, Esteban, Sebastián, William, el complot costeño (Josep, Geovanni, Dana, Ronald), Hellal, Tomás, Pipo, Mateus, Geraldine, Jenni, Cami, Giann, Brayán Uribe, Jean, Erick y muchos otros, que hicieron mi experiencia en la universidad inolvidable, crecieron conmigo y quedaron en mi corazón para siempre.

A mis compañeros de ACEIP, con quienes aprendí mucho sobre el trabajo en equipo, el compromiso, la creatividad. Son un grupo de personas maravillosas con quienes disfruté compartir y espero seguir compartiendo en el futuro.

A mis compañeros de trabajo y jefes en OXY, así como mis compañeros de E2, con quienes aprendí mucho y gané mucha experiencia durante mi trabajo como estudiante con ellos.

A mis compañeros de GRM, quienes me enseñaron mucho acerca de la investigación y me mostraron el mundo de recobro mejorado y me aportaron mi primera experiencia extraacadémica de la universidad.

Al profesor Emiliano, con quien pude trabajar como auxiliar, fue el Director de este proyecto y me aportó mucho con su experiencia, sus anécdotas y sus valiosos consejos.

Daniel Ortiz

DEDICATORIA

A Dios por iluminar el camino de mi vida todos los días y darme fortaleza para salir adelante

A mis padres Geovanni y Nidia, por siempre haberme apoyado en cada momento de mi carrera e inculcar en mí valores importantes como son la responsabilidad, el trabajo en equipo y la resiliencia. Son sin duda el pilar y motivación que me animaba a salir adelante en cada momento.

A mi hermano Gerardo, por siempre estar ahí cuando lo necesitaba para escucharme, alentarme o darme un buen consejo, sin duda nada de esto habría sido posible sin ti a mi lado.

A mi querida Caroline, que estuvo a mi lado durante toda la carrera, con su amor y amistad incondicional me hizo mejor persona día a día.

A mi gran amigo Daniel, compañero de tesis y colega, por su honestidad, motivación, empatía y liderazgo durante el desarrollo del proyecto, sin duda de las mejores personas que conocí durante la carrera.

A mis amigas Jennifer, Geraldine y Camila, por haber sido como hermanas y compartir su cariño y sabiduría conmigo.

Al complot costeño (Dana, Josep, Ronald y Daniel), por ser como mi segunda familia que la vida me permitió conocer.

A mis amigos Giann y Jean, por haber sido como mis hermanos y darme su apoyo incondicional en los momentos que más los necesite.

A Gloria, por haber sido como mi segunda madre y estar para mí cuando necesitaba de un consejo o ser escuchado.

Al doctor Emiliano, cuya valiosa guía fue esencial en este proceso.

Geovanni Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, que nos ha brindado las herramientas necesarias para crecer como personas y profesionales.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos, responsable de que adquiriéramos los conocimientos necesarios, con los que ahora podemos salir a enfrentarnos al mundo laboral, con docentes de calidad, laboratorios convenios de software, hicieron de nuestra experiencia en la universidad algo enriquecedor.

A Halliburton, pues con el convenio académico para el acceso a la suite de Landmark, hicieron posible el desarrollo de este proyecto de Grado.

Al Doctor Emiliano Ariza León, director de este proyecto, cuya colaboración fue fundamental durante el desarrollo de la Tesis.

Al Doctor Jairo Cabrera, cuya participación también fue muy importante en el presente proyecto.

A los Evaluadores, Ingenieros Diego Correa y Wilson Carreño, quienes hicieron aportes importantísimos para terminar un proyecto de grado bien fundamentado.

A Andrés Fernando Meza, quién nos ayudó con el acceso a la sala de cómputo de la facultad durante los últimos meses del 2020, así como a nuestro amigo **Steven Martínez Ortiz**, quién nos ayudó a acceder a la sala durante el año 2021. Su aporte fue fundamental para finalizar el proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. OBJETIVOS	20
1.1 OBJETIVO GENERAL	20
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
2. GENERALIDADES DE LOS POZOS MULTILATERALES	21
2.1 DEFINICIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES.	21
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES.	22
2.2.1 Clasificación según TAML	22
2.2.2 Clasificación según el arreglo de los laterales.	29
2.2.2.1 Arreglos horizontales.	30
2.2.2.2 Pozos verticalmente apilados (Figura 8)	30
2.3 CASOS DE APLICACIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES.	31
3. COMPARACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS OFFSHORE	34
3.1 PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN OFFSHORE.	34
3.1.1 Plataformas fijas de perforación offshore.	35
3.1.1.1 Jackets	35

3.1.1.2 Torres flexibles o compliant.	35
3.1.1.3 Auto elevables o jack-up	36
3.1.1.4 Plataformas por gravedad	36
3.1.2 Plataformas flotantes de perforación offshore.	37
3.1.2.1 Semisumergible.	38
3.1.2.2 Plataforma de patas tensoras	38
3.1.2.3 Plataforma spar.	38
3.1.2.4 Drillship.	39
3.2 HERRAMIENTAS ESPECIALES PARA LA PERFORACIÓN OFFSHORE.	40
3.2.1 Herramientas en la lámina de agua.	40
3.2.1.1 Disco de cabezal.	40
3.2.1.2 Conductor y marco guía.	41
3.2.1.3 Articulación flexible	41
3.2.1.4 Riser.	42
3.2.1.5 Grupo de preventoras.	43
3.2.2 Cabezales de pozo.	44
3.2.2.1 Cabezal de superficie.	44
3.2.2.2 Cabezal submarino – Sistema ABS.	45
3.2.2.3 Cabezal especial para buque de perforación.	46
3.2.3 Template para perforación múltiple.	47
3.3 ALTERNATIVAS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS OFFSHORE.	48
3.3.1 Alternativas convencionales para la perforación de pozos offshore.	48
3.3.1.1 Perforación con riser.	48

3.3.1.2 Perforación direccional	50
3.3.2 Alternativas modernas para la perforación de pozos offshore.	51
3.3.2.1 Perforación con doble gradiente	51
3.3.2.2 Perforación a presión controlada (MPD)	53
3.3.2.3 Perforación multilateral.	53
3.4 TECNOLOGÍA DE POZOS MULTILATERALES.	55
3.4.1 Ventajas de la tecnología de pozos multilaterales	55
3.4.2 Desventajas de la tecnología de pozos multilaterales	56
4. VARIABLES INVOLUCRADAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES OFFSHORE	58
4.1 FENÓMENOS NATURALES EXTERNOS.	58
4.1.1 Factores ambientales	58
4.1.2 Fuerzas hidrodinámicas.	60
4.1.2.1 Viento.	60
4.1.2.2 Oleaje.	60
4.1.2.3 Corrientes marinas.	62
4.1.3 Condiciones geológicas.	63
4.1.3.1 Flujo de agua somera	63
4.1.3.2 Flujo de gas somero	64
4.2 SELECCIÓN DE LA TRAYECTORIA OBJETIVO.	64
4.2.1 Localización de la formación objetivo.	65
4.2.2 Condiciones de la formación objetivo.	65

4.2.3 Análisis anticolidión.	68
4.3 FLUIDO DE PERFORACIÓN.	71
4.3.1 Ventana del lodo	72
4.4 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	73
4.4.1 Consideraciones de asentamiento de la tubería de revestimiento	74
4.5 BOTTOM HOLE ASSEMBLY (BHA).	76
4.5.1 Heavy weight drill pipe.	76
4.5.2 Collares de perforación.	76
4.5.3 Estabilizadores.	77
4.5.4 Herramientas MWD y LWD.	77
4.5.5 Motor de fondo.	77
4.5.6 Broca de perforación	78
4.5.6.1 Brocas tricónicas.	78
4.5.6.2 Brocas de cortadores fijos.	79
4.6 TUBERÍA DE TRABAJO.	80
4.6.1 Características especiales de la tubería de trabajo	80
4.6.2 Criterios de selección de la tubería de trabajo.	81
4.7 COMPLETAMIENTO.	82
5. DISEÑO DE UN POZO MULTILATERAL OFFSHORE EN LA CUENCA GUAJIRA OFFSHORE	83
5.1 SELECCIÓN DE LA HERRAMIENTA PARA EL DISEÑO DEL POZO.	83
5.1.1 Compass – Halliburton	83

5.1.2 DrillPlan – Schlumberger	84
5.1.3 Herramienta seleccionada.	84
5.2 UBICACIÓN PROSPECTO POZO MULTILATERAL UIS-OFF-MO1.	86
5.3 CONDICIONES GEOLÓGICAS DEL BLOQUE TAYRONA EN LA CUENCA GUAJIRA OFFSHORE.	88
5.3.1 Estructura de la formación.	88
5.3.2 Sistema petrolífero.	90
5.4 UNIDAD DE PERFORACIÓN DE POZO MULTILATERAL UIS-OFF-MO1.	93
5.4.1 Condiciones metoceanicas.	93
5.5 ESTADO MECÁNICO DEL POZO PRINCIPAL UIS-OFF-MO1.	95
5.5.1 Ventana del lodo.	95
5.5.2 Programa de revestimientos del pozo principal UIS-OFF-MO1	99
5.5.3 Programa de fluidos.	102
5.6 PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO PRINCIPAL UIS-OFF-MO1.	103
5.6.1 Programa de brocas del pozo principal UIS-OFF-MO1.	103
5.6.2 Revestimiento conductor (36”).	104
5.6.3 Revestimiento de superficie (22”).	104
5.6.4 Revestimiento intermedio (13-5/8”).	104
5.6.5 Revestimiento intermedio (9-5/8”).	104
5.6.6 Liner de producción (7”).	104
5.6.7 Selección del Bottom Hole Assembly del pozo principal UIS-OFF-MO1.	104
5.6.8 Selección de la tubería de trabajo del pozo principal UIS-OFF-MO1.	106
5.7 POZO BILATERAL PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DEL YACIMIENTO.	108

5.7.1 Selección de la trayectoria objetivo de los laterales.	108
5.7.2 Análisis anticollisión.	111
5.7.3 Programa de fluidos de los laterales.	113
5.7.4 Programa de brocas de los laterales.	113
5.7.5 Selección del Bottom Hole Assembly de los pozos laterales.	114
5.7.6 Selección de la tubería de trabajo de los pozos laterales.	117
5.7.7 Selección del completamiento de los pozos laterales.	118
6. CONCLUSIONES	121
7. RECOMENDACIONES	122
BIBLIOGRAFÍA	123
ANEXOS	132

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ejemplo de pozo multilateral.	22
Figura 2. Pozo multilateral a hueco abierto en el pozo principal y en el lateral.	24
Figura 3. Pozo multilateral cementado en el hueco principal y a hueco abierto en el lateral.	25
Figura 4. Pozo multilateral cementado en el hueco principal y con revestimiento en el lateral.	26
Figura 5. Pozo multilateral cementado en el hueco principal y en el lateral.	27
Figura 6. Pozo multilateral con integridad de presión alcanzada con el completamiento.	28
Figura 7. Pozo multilateral con integridad de presión alcanzada con el revestimiento.	29
Figura 8. Configuraciones básicas de pozos multilaterales.	30
Figura 9. Primer pozo multilateral.	32
Figura 10. Plataformas fijas de perforación offshore.	37
Figura 11. Plataformas flotantes de perforación offshore.	39
Figura 12. Disco de cabezal.	40
Figura 13. Marco guía.	41
Figura 14. Grupo de preventoras.	42
Figura 15. Riser.	42
Figura 16. Grupo de preventoras.	44
Figura 17. Cabezal de superficie.	45
Figura 18. Cabezal submarino - Sistema ABS.	46
Figura 19. Perforación con riser.	49
Figura 20. Perforación direccional.	50
Figura 21. Perforación con doble gradiente.	52
Figura 22. Perforación multilateral.	54

Figura 23. Formación y acumulación de hidratos.	59
Figura 24. Fuerzas hidrodinámicas sobre una plataforma offshore.	62
Figura 25. Pozo multilateral para un yacimiento de petróleo pesado.	66
Figura 26. Pozo multilateral para un yacimiento de baja permeabilidad o naturalmente fracturado.	66
Figura 27. Pozo multilateral para un yacimiento satélite.	67
Figura 28. Pozo multilateral para un yacimiento estratificado o laminado.	67
Figura 29. Pozo multilateral para un yacimiento con compartimientos geológicos aislados.	68
Figura 30. Modelo anticollisión con plano horizontal.	69
Figura 31. Modelo anticollisión con cilindro viajero.	70
Figura 32. Modelo anticollisión 3D.	71
Figura 33. Esquema de una ventana del lodo con presiones anormales.	73
Figura 34. Asentamiento de la tubería de revestimiento.	75
Figura 35. Ubicación geográfica de los pozos.	88
Figura 36. Sección transversal de la formación de interés.	90
Figura 37. Columna estratigráfica de la cuenca Guajira Offshore.	91
Figura 38. Vista superior de la formación productora.	92
Figura 39. Buque de perforación Ocean Clipper propuesto para la perforación del pozo multilateral UIS-OFF-MO1.	95
Figura 40. Ventana del lodo del pozo multilateral UIS-OFF-MO1.	98
Figura 41. Selección de las profundidades de asentamiento de los revestimientos en el pozo principal UIS-OFF-MO1.	99
Figura 42. Profundidades de asentamiento de los revestimientos en el pozo principal UIS-OFF-MO1.	100
Figura 43. Estado mecánico del pozo principal UIS-OFF-MO1.	102
Figura 44. Trayectoria del lateral UIS-OFF-MO1-L1.	109
Figura 45. Trayectoria del lateral UIS-OFF-MO1-L2.	110
Figura 46. Vista de mapa del pozo Orca-1 y del pozo multilateral UIS-OFF-MO1.	111

Figura 47. Vista frontal del pozo Orca-1 y del pozo multilateral UIS-OFF-MO1. 112

Figura 48. Vista 3D del pozo Orca-1 y del pozo multilateral UIS-OFF-MO1. 120

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Avance histórico de la tecnología multilateral.	33
Cuadro 2. Casos de aplicación de la herramienta computacional Compass.	85
Cuadro 3. Información de las secciones del pozo Orca-1.	96
Cuadro 4. Densidades del lodo equivalente de formación del pozo Orca-1.	97
Cuadro 5. Información de las secciones del pozo principal UIS-OFF-MO1.	101
Cuadro 6. Programa de fluidos por intervalo empleado para la perforación de las secciones del pozo principal UIS-OFF-MO1.	103
Cuadro 7. Programa de brocas por intervalo empleado para la perforación de las secciones del pozo principal UIS-OFF-MO1.	103
Cuadro 8. BHA tipo para la perforación del pozo principal UIS-OFF-MO1.	105
Cuadro 9. Longitud de Drill Collar y Heavy Weight Drill Pipe para perforar las secciones del pozo principal UIS-OFF-MO1.	106
Cuadro 10. Presiones de colapso y tensiones sobre la tubería por secciones en el pozo principal UIS-OFF-MO1.	107
Cuadro 11. Programa de fluidos por intervalo del lateral tipo J UIS-OFF-MO1-L1.	113
Cuadro 12. Programa de fluidos por intervalo del lateral tipo S UIS-OFF-MO1-L2.	113
Cuadro 13. Programa de brocas por intervalo del lateral tipo J UIS-OFF-MO1-L1.	113
Cuadro 14. Programa de brocas por intervalo del lateral tipo S UIS-OFF-MO1-L2.	113
Cuadro 15. BHA tipo para la perforación de los laterales UIS-OFF-MO1.	115
Cuadro 16. Longitud de Drill Collar y Heavy Weight Drill Pipe para perforar las secciones del lateral tipo J UIS-OFF-MO1-L1.	116

Cuadro 17. Longitud de Drill Collar y Heavy Weight Drill Pipe para perforar las secciones del lateral tipo S UIS-OFF-MO1-L1.	116
Cuadro 18. Presiones de colapso y tensiones sobre la tubería por secciones en el lateral tipo J UIS-OFF-MO1-L1.	117
Cuadro 19. Presiones de colapso y tensiones sobre la tubería por secciones en el lateral tipo S UIS-OFF-MO1-L2.	117
Cuadro 20. Completamiento seleccionado para el lateral tipo J UIS-OFF-MO1-L1.	119
Cuadro 21. Completamiento seleccionado para el lateral tipo S UIS-OFF-MO1.	119

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO DE POZOS MULTILATERALES OFFSHORE PARA LAS CONDICIONES DE UN CASO DE APLICACIÓN DE LA CUENCA GUAJIRA OFFSHORE EN EL CARIBE COLOMBIANO*

AUTORES: DANIEL SEBASTIAN ORTIZ RIAÑO**
GEOVANNI RODRIGUEZ TURIZO**

PALABRAS CLAVE: POZO MULTILATERAL, PERFORACIÓN OFFSHORE, CARIBE COLOMBIANO, GUAJIRA OFFSHORE, DISEÑO DE POZO.

Este proyecto de grado tiene como objetivo plantear el diseño de un pozo multilateral para las condiciones del Bloque Tayrona, en la cuenca Guajira Offshore localizada en el Caribe Colombiano. Para esto se contó con la ayuda de la herramienta computacional Compass de la compañía Halliburton.

Para conocer las generalidades de la técnica, las alternativas existentes tanto convencionales como modernas y las variables operacionales que inciden en la perforación de este tipo de pozos, se llevó a cabo una revisión bibliográfica. Adicionalmente, se realizó un estudio de la geología y características metoceanicas de la zona de interés, así como un estudio de las herramientas utilizadas previamente en este tipo de escenarios, con el fin de determinar la viabilidad del uso de la tecnología multilateral, y las ventajas de esta sobre otras técnicas para la perforación de pozos en el caso planteado.

Por último, se realizó el diseño del pozo multilateral UIS-OFF-MO1, el cual cuenta con dos ramificaciones opuestas con el objetivo de incrementar la producción en el yacimiento del pozo Orca-1 mediante el aumento del área de drenaje en la formación que este contacta, así como el alcance de una sección del estrato que se encuentra separada por una falla normal de no flujo.

*Trabajo de Grado

**Facultad De Ingenierías Físicoquímicas Escuela De Ingeniería De Petróleos Director: Emiliano Ariza León
Codirector: Jairo Humberto Tovar Cabrera

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF MULTILATERAL OFFSHORE WELLS FOR THE CONDITIONS OF A CASE OF APPLICATION OF THE GUAJIRA OFFSHORE BASIN IN THE COLOMBIAN CARIBBEAN**

AUTHORS: DANIEL SEBASTIAN ORTIZ RIAÑO**
GEOVANNI RODRIGUEZ TURIZO**

KEY WORDS: MULTILATERAL WELL, OFFSHORE DRILLING, COLOMBIAN CARIBBEAN, GUAJIRA OFFSHORE, WELL DESIGN.

This degree project aims to propose the design of a multilateral well for the conditions of the Tayrona Sector, in the Guajira Offshore basin located in the Colombian Caribbean. This was performed with the help of the Halliburton Company's software Compass software.

To delve in generalities of this technique, the existing conventional and modern alternatives and the operational variables influencing on the drilling of this type of wells, a bibliographic review was carried out. A further study of the area of interest was carried out. This includes a review of the geology and metocean characteristics, as well as a study of the tools previously used in this type of scenario, in order to determine the viability of the use of multilateral technology, and the advantages of this on other techniques for drilling wells in the case raised.

Finally, the design of the multilateral well UIS-OFF-MO1 was accomplished, this was designed using two opposite branches with the objective of increasing production in the Orca-1 reservoir by increasing the drainage area in the formation it contacts, as well as the extent in a section of the stratum separated by a normal no-flow fault.

*Bachelor Thesis

**Faculty of Physicochemical Engineering School of Petroleum Engineering Director: Emiliano Ariza León Co-director: Jairo Humberto Tovar Cabrera

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda energética y la disminución de las reservas de yacimientos convencionales han provocado que varias compañías del sector petrolero dirijan sus esfuerzos hacia la exploración y explotación de zonas más complejas como los yacimientos offshore. Sin embargo, las inversiones asociadas a la perforación en estos ambientes son significativamente más elevadas que las actividades en tierra. Por lo tanto, es necesario el uso de técnicas modernas como la perforación multilateral, la cual permite optimizar los tiempos y costos de este tipo de proyectos.

La tecnología multilateral consiste en la perforación de dos o más ramificaciones direccionales u horizontales, construidas a partir de un pozo principal que puede ser vertical, direccional y horizontal⁵. Esta alternativa ofrece grandes beneficios con respecto a los pozos convencionales, entre estos se encuentran el aumento del área de drenaje del yacimiento, la posibilidad de contactar más de una formación, la optimización de la producción y la capacidad de explotar zonas con alta heterogeneidad o campos maduros⁶.

En la presente investigación se plantea el diseño de un pozo multilateral en el Caribe Colombiano, más específicamente en el Bloque Tayrona, ubicado en la cuenca Guajira Offshore. Para esto se realizó inicialmente una revisión bibliográfica de las generalidades y herramientas utilizadas en este tipo de pozos, así como otras técnicas empleadas en la perforación costa afuera. Posteriormente, se analizaron las variables operacionales implicadas en la construcción de este tipo de pozos. Para finalizar, se llevó a cabo el diseño del pozo UIS-OFF-MO1, considerando las características específicas de la zona de estudio.

⁵ AYOKUNLE, Ajayi & HASHEM, Mohamed. Design Optimization Of Multilateral Wells In Heterogeneous Reservoirs. p. 25–28. <https://doi.org/10.2118/182764-Ms>. 2016.

⁶ LYU, Zehao; SONG, Xianzhi; GENG, Lidong & LI Gensheng. Optimization Of Multilateral Well Configuration In Fractured Reservoirs. Journal Of Petroleum Science And Engineering. p. 1153–1164. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.024>. 2019.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar pozos multilaterales offshore para las condiciones de un caso de aplicación de la cuenca Guajira Offshore en el Caribe Colombiano.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Comparar la tecnología multilateral con otras alternativas para la perforación de pozos offshore.
- Evaluar las variables operacionales en un proceso de perforación de pozos multilaterales offshore.
- Diseñar un pozo multilateral para la cuenca Guajira Offshore en el Caribe Colombiano para diferentes arenas productoras y formaciones falladas utilizando un software comercial.

2. GENERALIDADES DE LOS POZOS MULTILATERALES

En los últimos años, las compañías de la industria petrolera se han enfocado en el desarrollo de nuevas tecnologías en aras de optimizar la producción, reducir los costos y maximizar la recuperación de las reservas. Además, a medida que transcurre el tiempo, la extracción de hidrocarburos se ha convertido en un desafío debido a que los nuevos descubrimientos se encuentran cada vez más profundos, en formaciones complejas y con menor frecuencia. Es por esta razón que el uso de pozos multilaterales ha cobrado relevancia ya que ofrece grandes beneficios que no pueden ser alcanzados al emplear pozos verticales y horizontales.

2.1 DEFINICIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES.

Los pozos multilaterales pueden ser definidos como aquellos que poseen dos o más laterales perforados a partir de un pozo principal (Figura 1). Estos laterales pueden ser horizontales, verticales o desviados. De este modo, la tecnología multilateral trae consigo beneficios representativos como aumentar el área de drenaje, mejorar la producción y disminuir en gran medida el costo de desarrollo del yacimiento⁷.

⁷ ELYASI, Sadegh. Assessment and evaluation of degree of multilateral well's performance for determination of their role in oil recovery at a fractured reservoir in Iran. Egyptian Petroleum Research Institute. ELSEVIER. 2016.

Figura 1. Ejemplo de pozo multilateral.



Fuente: MCKEE, Jenniffer; CALVACHE, Guillermo & MALAVÉ, Kléber. Estudio de la perforación multilateral aplicado al campo Cononaco, operado por petroproducción. Escuela Superior Politécnica del Litoral. 2004.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES.

Los pozos multilaterales presentan diferentes alternativas para la construcción del pozo principal y sus laterales en función de las características propias de la formación a perforar. Por lo tanto, existe una gran variedad de arreglos para el diseño de los mismos. En función de las configuraciones que estos pueden poseer, los pozos multilaterales se pueden clasificar según TAML y según el arreglo de los laterales. A continuación, se describirán cada una de estas con más detalle.

2.2.1 Clasificación según TAML. Los laterales son un elemento crítico en la terminación de este tipo de pozos, ya que pueden fallar debido a los esfuerzos y presiones diferenciales que se presentan durante la producción del mismo. Por lo tanto, los pozos multilaterales se clasifican de acuerdo con las definiciones establecidas en el Foro de Avance Técnico de Pozos Multilaterales (TAML, por sus siglas en inglés), celebrado en Aberdeen, Escocia, el 26 de julio de 1999, y después

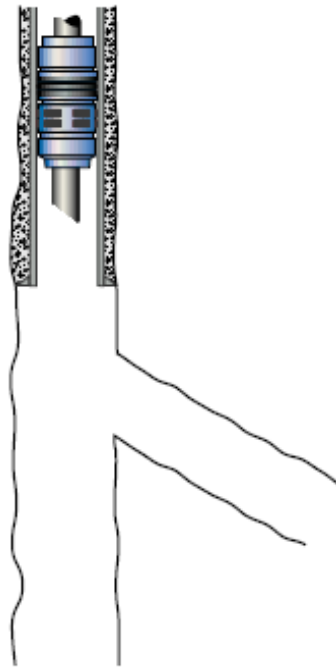
actualizado en una propuesta en julio de 2002. Estos criterios especifican las conexiones en seis niveles en función del grado de complejidad mecánica, conectividad y aislamiento hidráulico⁸. A continuación, se explicará brevemente cada uno de estos niveles, especificando sus características y cualidades principales⁹.

Nivel 1: Tanto el pozo principal como el lateral se encuentran a hueco abierto, como se observa en la Figura 2. Este implica que no existe soporte mecánico ni aislamiento hidráulico en la conexión. Ha sido ampliamente utilizado desde la etapa inicial del desarrollo de los pozos multilaterales debido a su simplicidad y bajo costo. Generalmente, en este nivel se instala un equipo de producción de fondo de pozo mínimo o incluso nulo, lo que deja un gran tamaño de pozo para la producción. Sin embargo, su aplicación se encuentra limitada a formaciones consolidadas y altamente competentes debido a la falta de soporte de la conexión y apoyo lateral.

⁸ BOSWORTH, Steve; EL-SAYED, Hussein; ISMAIL, Gamal; OHMER, Hervé; STRACKE, Mark; WEST, Chris & RETNANTO, Albertus. Key Issues In Multilateral Technology Drilling, Completing And Later Reentering Wells With Multiple Branches To Improve. *Oilfield Review*, 10(4), 14–28, 1998.

⁹ JARDON, Mike; PAEZ, Rodrigo; SOTOMAYOR, Gabriel & UMUDJORO, Kenneth. Nuevos Aspectos De La Construcción De Pozos Multilaterales. *Oilfield Review*, 8(3), 56–75, 2003.

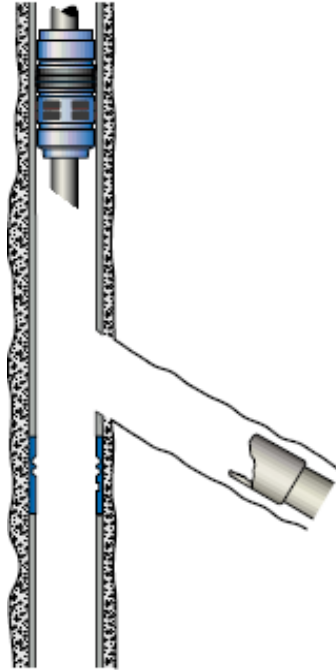
Figura 2. Pozo multilateral a hueco abierto en el pozo principal y en el lateral.



Fuente: JARDON, Mike; PAEZ, Rodrigo; SOTOMAYOR, Gabriel & UMUDJORO, Kenneth. Nuevos Aspectos De La Construcción De Pozos Multilaterales. Oilfield Review, 8(3), 56–75, 2003.

Nivel 2: Pozo principal revestido y cementado, pero los laterales tienen terminaciones simples como un pozo abierto o un revestimiento ranurado lateral que se desprende desde el orificio principal, como se observa en la Figura 3. Dado que el pozo principal está revestido y cementado, existen dos maneras de crear el lateral en la conexión, ya sea mediante ventanas premoldeadas o perforando el revestimiento. Se debe tener en cuenta que la complejidad de la terminación aumenta del Nivel 1 al Nivel 2 debido al procedimiento de instalación y cementación de ventanas premoldeadas, o al fresado de ventanas y recuperación del whipstock. Cabe resaltar que, dado que la unión está soportada por la tubería de revestimiento, logra más estabilidad del pozo en comparación con la terminación de Nivel 1. No obstante, si la formación no es competente, esta puede colapsar fácilmente, en cuya situación lo mejor sería aplicar un nivel más elevado de completamiento.

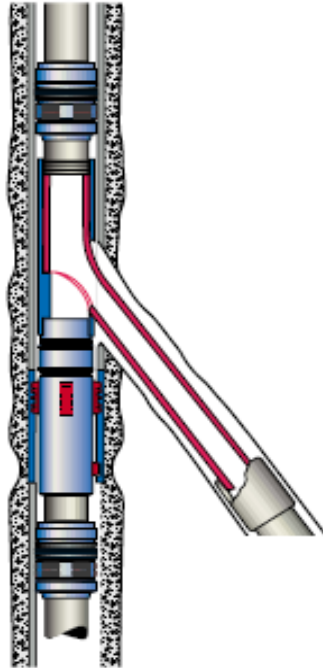
Figura 3. Pozo multilateral cementado en el hueco principal y a hueco abierto en el lateral.



Fuente: Ibíd.

Nivel 3: Pozo principal revestido y cementado, y el lateral está revestido, pero no cementado, como se observa en la Figura 4. Una conexión de este nivel proporciona un medio de control de arena para formaciones no consolidadas, así como un soporte de unión limitado para la producción de petróleo pesado. Sin embargo, dado que la integridad hidráulica no está disponible en las terminaciones de Nivel 3, sin cemento en la conexión, la falla de esta sigue siendo un problema cuando la reducción de presión es sustancial después de un período de producción. Asimismo, se debe tener presente que la consideración clave en el diseño de la terminación es el acceso al pozo principal y al lateral después de la terminación. La terminación debe dejar tanto espacio como sea posible para la producción, reentrada, equipo de workover y de levantamiento artificial.

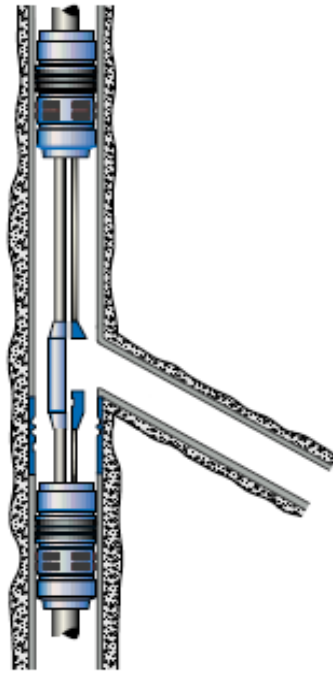
Figura 4. Pozo multilateral cementado en el hueco principal y con revestimiento en el lateral.



Fuente: Ibíd.

Nivel 4: Pozo principal y el lateral están revestidos y cementados en la conexión, como se observa en la Figura 5. Este proporciona una mejor integridad mecánica y aislamiento hidráulico al cementar en la conexión. Además, puede soportar un diferencial de presión más alto y evitar problemas de arena en la conexión. Se pueden crear los laterales de la misma forma que en Nivel 3. Con la excepción que, una vez finalizado el lateral, se coloca un revestimiento y se cementa. Posteriormente, para recuperar el acceso a la parte más profunda del pozo principal, es necesario perforar a través del whipstock. Aunque este nivel de tecnología multilateral representa un mayor riesgo debido a su alta complejidad, ha tenido éxito en pozos multilaterales en diferentes sectores a nivel mundial a lo largo de los últimos años.

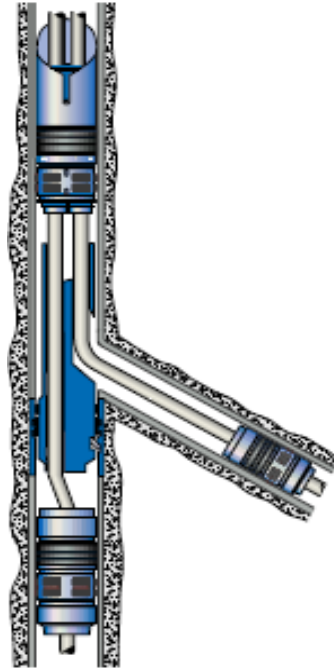
Figura 5. Pozo multilateral cementado en el hueco principal y en el lateral.



Fuente: Ibíd.

Nivel 5: Pozo principal revestido y cementado, y tramo lateral revestido, cementado o sin cementar, donde la integridad y el aislamiento hidráulico están provistos por los componentes de terminación adicionales ubicados dentro del pozo principal (empacadores, sellos y tubulares), como se observa en la Figura 6. El aislamiento hidráulico se logra con el uso de empaques auxiliares, mangas y otros equipos de terminación en el pozo principal. Se posiciona un empaque doble sobre la ubicación de la conexión y dos empaques más debajo de la unión en la parte inferior del pozo principal y del lateral. Este nivel de completamiento ofrece la mejor solución para los pozos multilaterales en entornos débiles e incompetentes susceptibles al colapso del pozo. Además, el lateral puede ser estimulado y completado como se requiera, dependiendo del tipo de producción y el número de zonas de interés.

Figura 6. Pozo multilateral con integridad de presión alcanzada con el completamiento.



Fuente: Ibíd.

Nivel 6: Pozo principal revestido y cementado, y tramo lateral revestido, cementado o sin cementar, donde la integridad y el aislamiento hidráulico están provistos por la tubería de revestimiento primaria en la intersección de la tubería de revestimiento del tramo lateral sin componentes de terminación adicionales dentro del pozo principal, como se observa en la Figura 7. Entre las ventajas de este nivel se encuentran que el proceso de completamiento en las conexiones es más simple y elimina los escombros de la perforación del fondo del pozo o de procesos de lavado. Además, la terminación resultante ofrece la máxima flexibilidad mientras minimiza el riesgo y la complejidad. Sin embargo, las principales limitaciones es que se requiere de un hueco de gran tamaño y el elevado costo.

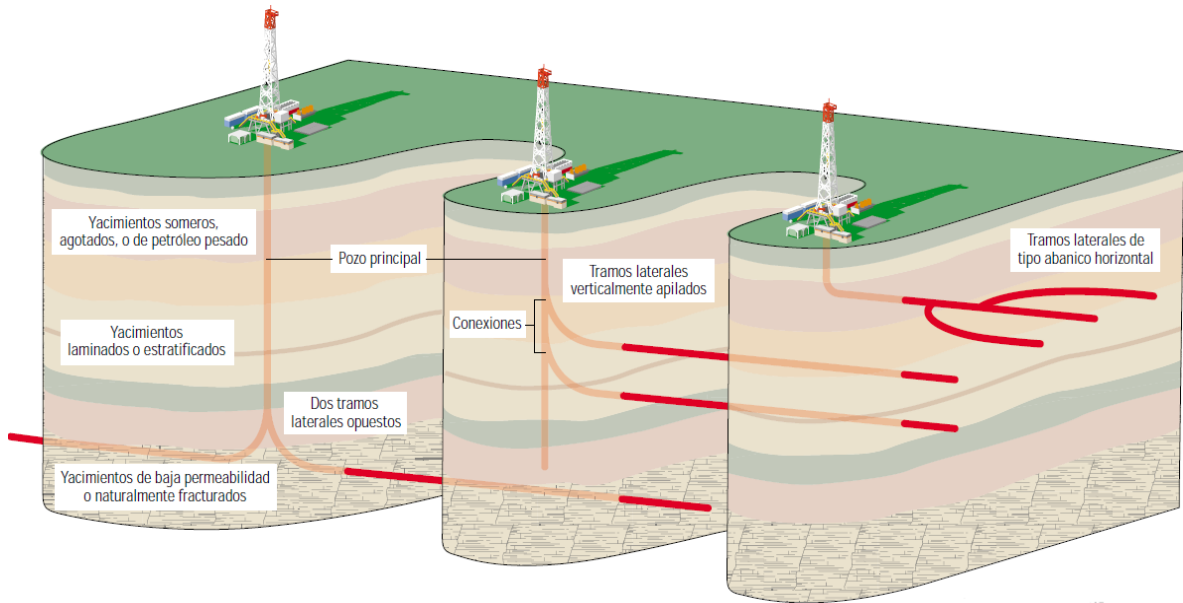
Figura 7. Pozo multilateral con integridad de presión alcanzada con el revestimiento.



Fuente: Ibíd.

2.2.2 Clasificación según el arreglo de los laterales. Los pozos laterales permiten aumentar la productividad porque contactan un área más extensa del yacimiento que un solo pozo. En ciertos campos, la tecnología de perforación de pozos multilaterales ofrece ventajas con respecto a otras técnicas de terminación, tales como los pozos verticales y horizontales convencionales, o los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico. Es por esto que los operadores utilizan pozos multilaterales para alcanzar diversas formaciones o más de un yacimiento, que representan el objetivo, y para explotar reservas pasadas por alto con un solo pozo. Por lo tanto, la tecnología multilateral a menudo constituye el único medio económico para explotar depósitos de petróleo pesado, formaciones de baja permeabilidad o naturalmente fracturadas, campos satélites remotos, yacimientos estratificados y compartimentos geológicos aislados (Figura 8).

Figura 8. Configuraciones básicas de pozos multilaterales.



Fuente: Ibíd.

2.2.2.1 Arreglos horizontales.

- Pozos laterales de tipo abanico (Figura 8): Estos son utilizados para aumentar el drenaje en un solo yacimiento, ya que aumentan el área de contacto. Además, son especialmente favorables en yacimientos de crudos pesados, con bajas presiones y someros.
- Pozos lateralmente opuestos (Figura 8): Estos son utilizados en yacimientos profundos, con bajas permeabilidades y naturalmente fracturados, ya que aprovechan las fracturas naturales o zonas de flujo de la formación para alcanzar la mayor área de contacto con la formación de interés.

2.2.2.2 Pozos verticalmente apilados (Figura 8). Estos resultan efectivos en yacimientos estratificados o laminados, así como los que presentan heterogeneidades como barreras verticales, contrastes de permeabilidad y gradaciones. Además, la explotación simultánea de zonas múltiples ayuda a mantener los regímenes de producción por encima del límite económico de las

instalaciones de superficie o de las plataformas marinas, y prolonga la vida económica de los pozos y campos petroleros.

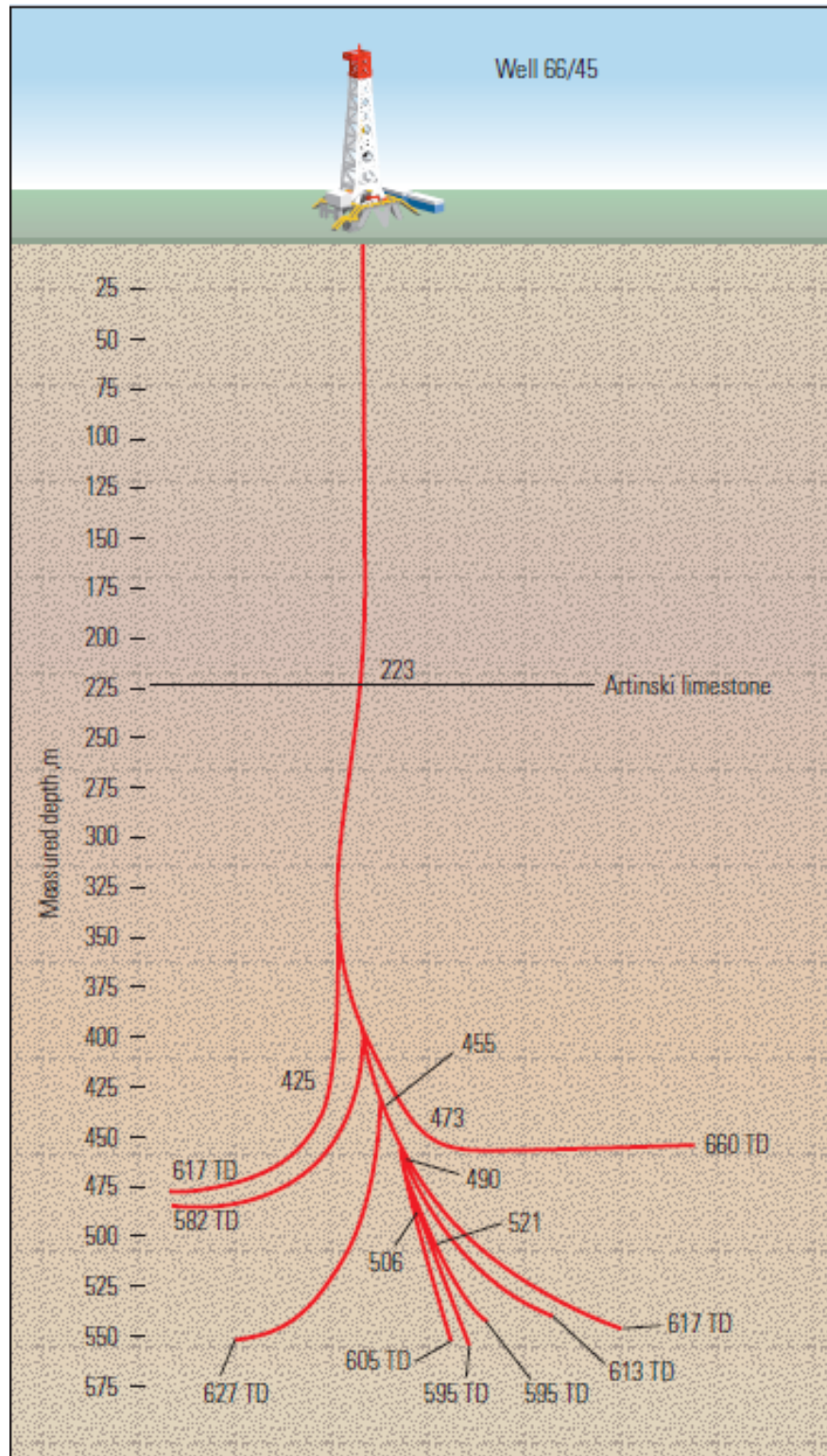
2.3 CASOS DE APLICACIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES.

La teoría de perforación multilateral fue desarrollada por Alexander Mikhailovich en 1949, basado en el trabajo teórico del científico L. Yuren, quien propuso que la productividad de un pozo aumenta al aumentar su diámetro. Así que Mikhailovich propuso la perforación de brazos a partir de un pozo principal para aumentar el área de contacto. En 1953, Mikhailovich puso en práctica esta teoría en el campo Bashkiria con la perforación del primer pozo multilateral denominado pozo 66-45 el cual contó con 9 secciones laterales (Figura 9). Este arreglo fue un éxito ya alcanzó una producción 17 veces mayor y costó 1,5 veces más que un pozo convencional.

Las mejoras introducidas en las técnicas de construcción de pozos durante la década de los 90 permitieron a los operadores de los campos perforar y completar cada vez más pozos con ramificaciones laterales múltiples. Por lo tanto, en el Cuadro 1 se puede observar un listado de los avances de la tecnología multilateral después de su descubrimiento y primera aplicación en 1953¹⁰.

¹⁰ HILL A. D., ZHU D. & ECONOMIDES M. J., Multilateral Wells Book. Society of Petroleum Engineers. 2008.

Figura 9. Primer pozo multilateral.



Fuente: Ibíd.

Cuadro 1. Avance histórico de la tecnología multilateral.

Año	Operador	Campo	Tipo	Avance histórico
1988	-	Luisiana, EUA	Onshore	10 laterales desde un solo pozo horizontal.
1992	Maersk	Kraka, Dinamarca	Offshore	Primero en el Mar del Norte.
1994	Mobil	Galahad, Reino Unido	Offshore	Primero en Reino Unido.
1995	Phillips	Alison, Reino Unido	Offshore	Primer tri/cuadrilateral en Reino Unido.
1996	Petronas	Bokor, Malasia	Offshore	Primer trilateral en Asia.
1996	Norsk Hydro	Oseberg, Noruega	Offshore	Instalación del primer completamiento de nivel 5.
1997	PDO	Shuaiba, Omán	Onshore	Registro de pozos dual/trilaterales.
2000	Petrozuata	Venezuela	Onshore	Laterales y ramificaciones largas.
2002	CNPC	Mar del sur de China	Offshore	Primer nivel 6 en China.

Fuente: HILL A. D., ZHU D. & ECONOMIDES M. J., Multilateral Wells Book. Society of Petroleum Engineers. 2008.

3. COMPARACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS OFFSHORE

La creciente demanda de hidrocarburos de los últimos años y el agotamiento de los recursos convencionales han dirigido a la industria petrolera hacia la exploración y explotación de zonas no estudiadas anteriormente como son los yacimientos offshore. Esto hizo necesario el desarrollo de diferentes alternativas tanto convencionales como modernas que vienen acompañadas de la creación de nuevas tecnologías y equipos especializados para los propósitos y las condiciones que se presentan en las operaciones costa afuera. De acuerdo a la resolución 40295 del 7 de octubre del 2020 del Ministerio de Minas y Energía, cabe resaltar que durante la perforación offshore la columna de agua se clasifica de la siguiente manera¹¹:

- Aguas someras si la profundidad es menor a 610 metros.
- Aguas profundas si la profundidad vería entre 610 y 1800 metros.
- Aguas ultra profundas si la profundidad es mayor a 1800 metros.

3.1 PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN OFFSHORE.

Uno de los parámetros fundamentales para la perforación de pozos offshore es la selección de la plataforma de perforación óptima para desarrollar el proceso. Por lo tanto, existen varios tipos de estas y escoger una depende primordialmente del rango de movilidad, la profundidad de la lámina de agua y las propiedades del lecho marino sobre la cual será ubicada. En función de las características propias de la

¹¹ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 40295 del 7 de Octubre de 2020. Por la cual se establecen los criterios técnicos para la exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia. Título 1, artículo 4.

operación, estas estructuras se pueden dividir en dos categorías: plataformas de perforación costa afuera fijas y flotantes. A continuación, se describen cada una de estas, especificando su estructura y cualidades principales¹².

3.1.1 Plataformas fijas de perforación offshore. Son estructuras offshore con bases apoyadas sobre el lecho marino que se encargan de producir presión de soporte al equipo para desarrollar su trabajo. Asimismo, estas fueron las primeras plataformas offshore en ser modernizadas y las más comúnmente utilizadas. Sin embargo, la principal limitante de este tipo de estructuras es la profundidad a la que pueden ser instaladas, debido a que la inestabilidad aumenta en aguas profundas, haciendo que la base de este tipo de plataformas tenga que ser mucho más grande de lo usual, lo que encarece mucho el proyecto debido a la cantidad de acero u hormigón que se ha de emplear para su construcción. Estas se clasifican en jackets, torres flexibles o compliant, auto elevables o jack-up y plataformas por gravedad.

3.1.1.1 Jackets. Su estructura de tipo telescopio es soportada sobre el lecho marino por la configuración de cuatro piernas o líneas principales (Figura 10). Se emplean para aguas someras, con rangos operativos de profundidad que no sobrepasan los 100 m. La principal ventaja de este tipo de plataformas es que pueden ser construidas en tierra y ser transportadas a su lugar de ubicación. Cabe resaltar que este tipo de unidades de perforación son colocadas y erigidas directamente sobre el lecho marino, por lo que las cargas presentes en este ambiente no generan efectos significativos sobre estas. Además, generalmente se construyen con estructuras de acero y concreto.

3.1.1.2 Torres flexibles o compliant. Sus características son similares a las plataformas jackets, ya que posee tubos de acero con revestimiento y estructura tranzada (Figura 10). Lo que diferencia ambas estructuras es que, mientras que la jacket posee una base amplia, esta tiene una torre angosta y flexible que permite

¹² AGEITOS, Agustín. Sistema de anclaje y posicionamiento de buques y plataformas offshore. Universidad de La Laguna. 2015.

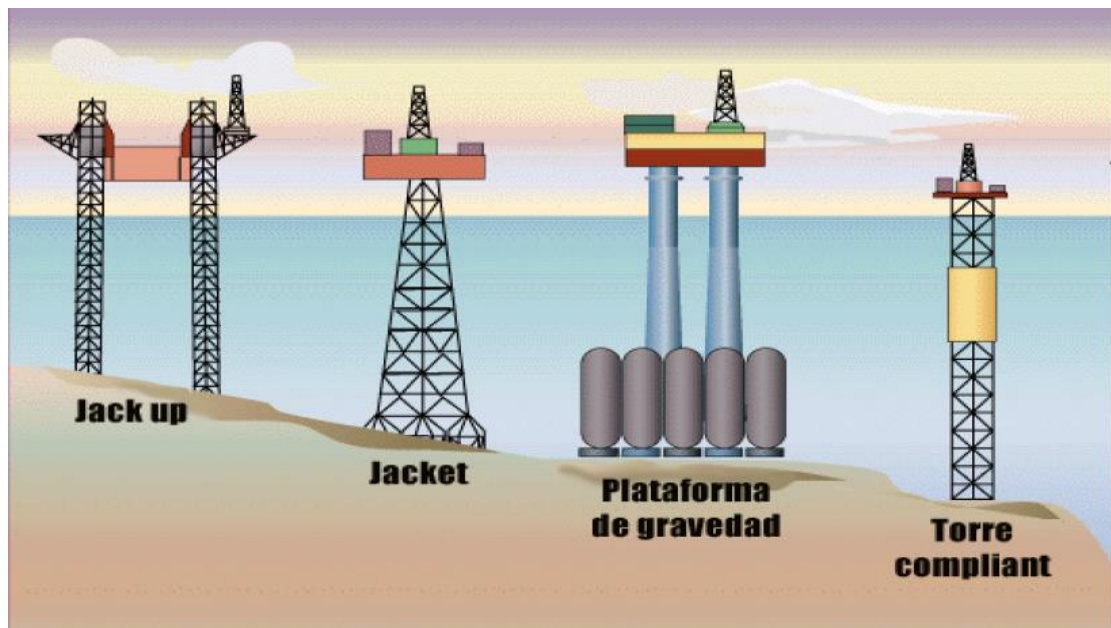
soportar las fuerzas laterales a través de oscilaciones. Son utilizadas para aguas profundas, con rangos operativos de profundidad superiores a los 400 m. Para compensar las necesidades de este tipo de lámina de agua, estas estructuras generalmente utilizan una cubierta de acero delgada como una pila que se inserta en el fondo marino a través de los tubos.

3.1.1.3 Auto elevables o jack-up. Son unidades móviles que se fijan en el suelo marino a través de piernas trenzadas que se encuentran en las extremidades de la plataforma (Figura 10). Su estructura generalmente se construye en forma triangular con tres patas que pueden subir y bajar por sí solas. Aunque, en algunos casos, estos equipos pueden presentarse en formas rectangulares u otras. Una vez que las patas han sido hincadas, la plataforma se levanta sobre estas (gracias a su complejo sistema hidráulico) por encima de la superficie del mar. Se emplean para aguas someras, con rangos operativos de profundidad que no sobrepasan los 130 m. Entre sus ventajas se encuentra el hecho de que pueden trabajar en fondos blandos pues se les puede dotar de un basamento en la parte baja de las patas. Sin embargo, también cuenta con desventajas, principalmente debido a la dificultad de ser remolcadas hasta el punto de exploración y a la posibilidad de fallos en los mecanismos de elevación propias de las mismas.

3.1.1.4 Plataformas por gravedad. Son plataformas fijadas en el suelo marino por gravedad y construidas por lo general en hormigón o en acero (Figura 10). No necesitan sistemas adicionales de anclaje. Su estructura consta de una colmena compuesta por un número específico de celdas o tanques de almacenamiento en la parte inferior de la estructura y el levantamiento de tres o cuatro piernas o torres de soporte. Se emplean para aguas someras, con rangos operativos de profundidad que no sobrepasan los 300 m. Es adecuada para funciones de perforación y producción independientes. Incluso, la capacidad de almacenamiento se puede incorporar fácilmente, por lo que este tipo de plataforma es conveniente para situaciones donde el transporte por tuberías no está disponible fácilmente. Asimismo, hay que tener en cuenta que las plataformas de gravedad pueden llegar

a pesar más de 600000 toneladas, por lo que se terminan de construir en la ubicación final, razón por la que su transporte hacia aguas muy separadas de la costa no resulta económicamente factible.

Figura 10. Plataformas fijas de perforación offshore.



Fuente: AGEITOS, Agustín. Sistema de anclaje y posicionamiento de buques y plataformas offshore. Universidad de La Laguna. 2015.

3.1.2 Plataformas flotantes de perforación offshore. Los descubrimientos de petróleo a profundidades superiores a 1000 m hicieron necesario el desarrollo de nuevas estructuras de exploración. En ese momento surgió la necesidad de utilizar plataformas flotantes instaladas a través de un sistema de anclaje. Si bien el diseño técnico de estas resulta más complicado que el de una fija debido a la libertad de movimientos que el sistema flotante permite y a la compleja dinámica que se genera con la interacción con los sistemas de amarre, son muchas las ventajas de este tipo de plataformas con respecto a las fijas. Entre estas se destacan la capacidad para ser instaladas en aguas profundas, así como la facilidad de ser transportadas a otras zonas, lo que permite su reutilización y hace mucho más sencillas las operaciones

de desmontaje. Asimismo, se clasifican en función de si requieren o no otro equipo para ser transportadas. Aquellas que son remolcadas por otro dispositivo mecánico son semisumergible, de patas tensoras y spar. Por otro lado, los impulsados por sí mismos son los drillship.

3.1.2.1 Semisumergible. Su estructura está compuesta por una plataforma de trabajo en la parte superior, columnas en el medio y un tanque de flotabilidad en la parte inferior (Figura 11). Mientras se desarrolla la etapa de perforación, es necesario un sistema de posicionamiento dinámico para contrarrestar las fuerzas presentes en la operación y mantener centrado el pozo. Además, se requiere de un dispositivo de compensación para mantener la presión de perforación adecuada en la broca. Estas plataformas pueden operar en profundidades entre los 60 m y 3000 m. Los semisumergibles de perforación se caracterizan porque deben ser posicionados de forma muy precisa sobre el pozo a perforar, aunque habitualmente se anclan temporalmente.

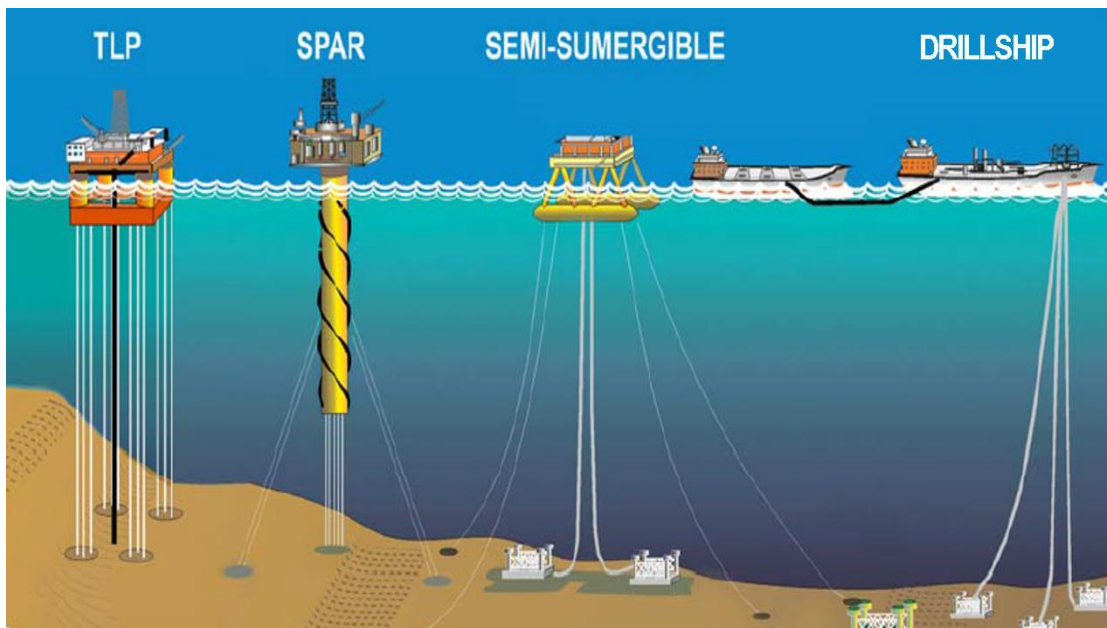
3.1.2.2 Plataforma de patas tensoras. Las siglas TLP corresponden al nombre en inglés Tension Leg Platform. Son unidades flotantes tanto de perforación como de producción de petróleo. Poseen un casco semejante al de una plataforma semisumergible, pero estas se encuentran fondeadas por un sistema de haces de tubos o cables de acero, que son tensados mediante unos cilindros hidráulicos alojados en las columnas de la plataforma (Figura 11). Se emplean en aguas someras y profundas, con rangos operativos de profundidad entre 150 m y 800 m, aunque han llegado a profundidades superiores a los 2000 m. Su principal desventaja es su capacidad baja-media de carga, ya que la tensión de los tirantes reduce la posibilidad de soportar grandes pesos.

3.1.2.3 Plataforma spar. Son equipos con una estructura tubular de gran diámetro y con una longitud de entre 100 m y 250 m que se fijan al fondo mediante catenarias o amarres tensionados (Figura 11). Además, poseen mayor estabilidad que las plataformas nombradas anteriormente, generando pocos movimientos verticales. Por lo tanto, debido al tamaño del calado de la plataforma, las cargas ejercidas por

el viento, la corriente y las olas no consiguen desplazar significativamente el centro de rotación, posibilitando de esta forma una disminución de los efectos del oleaje y movimientos verticales. Se emplean para aguas ultra profundas, con rangos operativos de profundidad superiores a los 3000 m.

3.1.2.4 Drillship. Estas estructuras están diseñadas o modificadas para realizar operaciones de perforación. Además, cuentan con un sistema de posicionamiento dinámico y se encuentran flotando durante toda la operación, lo que permite alcanzar mayores profundidades que los otros métodos mencionados anteriormente (Figura 11). Asimismo, estos pueden contar con instalaciones de prueba de producción y tanques de almacenamiento de petróleo, adicional al equipo de perforación habitual. Una de las ventajas de estos consiste en su sistema de anclaje centrado en un punto que le permite posicionarse en la dirección en la que las condiciones meteorológicas le resulten más favorables. Se emplean para aguas ultra profundas, con rangos operativos de profundidad superiores a los 3000 m.

Figura 11. Plataformas flotantes de perforación offshore.



Fuente: AGEITOS, Agustín. Sistema de anclaje y posicionamiento de buques y plataformas offshore. Universidad de La Laguna. 2015.

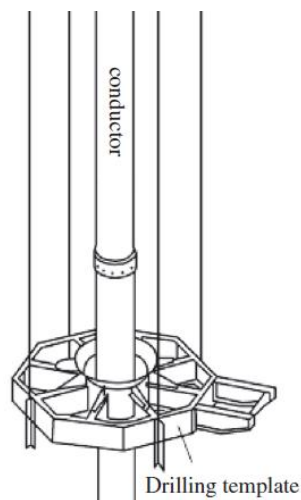
3.2 HERRAMIENTAS ESPECIALES PARA LA PERFORACIÓN OFFSHORE.

La perforación offshore requiere herramientas adicionales a las utilizadas durante una perforación en tierra. A continuación, se presentan los equipos utilizados para superar los inconvenientes relacionados con la lámina de agua, así como los tipos de cabezales de pozo y dispositivos de seguridad para un pozo offshore¹³.

3.2.1 Herramientas en la lámina de agua.

3.2.1.1 Disco de cabezal. Este equipo está sujeto a la sarta de perforación, permitiendo su asentamiento en el cabezal de fondo (Figura 12). Generalmente cuenta con una caja octagonal de un diámetro externo de 3 m aproximadamente y un diámetro interno de 3/4 m. Además, está rellena de concreto para garantizar el asentamiento.

Figura 12. Disco de cabezal.

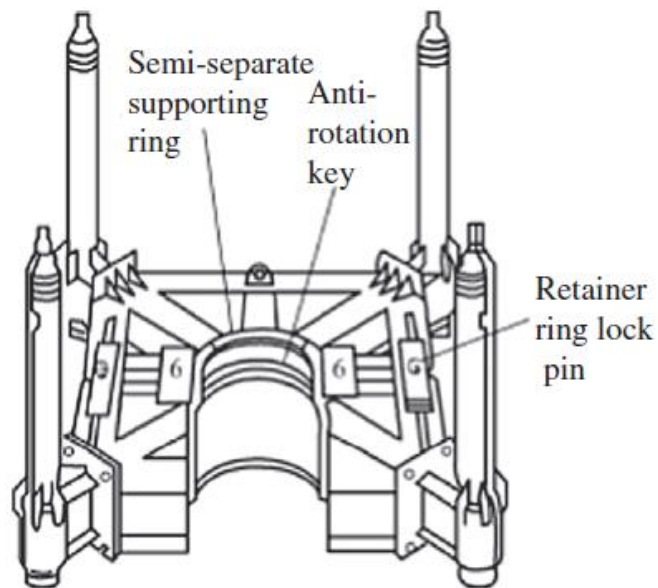


Fuente: FANG, H. & DUAN, M. Offshore Oil and Gas Drilling Engineering and Equipment. Offshore Operation Facilities, 141–340. doi:10.1016/b978-0-12-396977-4.00002-0, 2014.

¹³ FANG, H. & DUAN, M. Offshore Oil and Gas Drilling Engineering and Equipment. Offshore Operation Facilities, 141–340. doi:10.1016/b978-0-12-396977-4.00002-0, 2014.

3.2.1.2 Conductor y marco guía. El marco guía permite el asentamiento y ubicación de la sarta a través del conductor que generalmente cuenta con un diámetro externo de 3/4 m (Figura 13). Es utilizado a partir de la segunda sección, ya que en la primera se utiliza el disco de cabezal como marco guía. El marco guía se encuentra soldado en fondo al conductor, en lo que se denomina el cabezal del conductor. Este cuenta con 4 pilares que sirven de guía al momento de instalar los dispositivos, como las BOP que se ubican utilizando los pilares para centrarse de la forma adecuada.

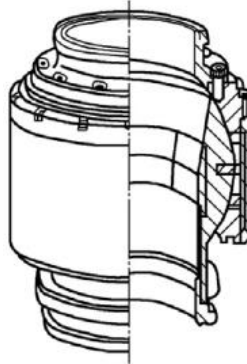
Figura 13. Marco guía.



Fuente: Ibíd.

3.2.1.3 Articulación flexible. Esta parte del sistema permite la rotación de los equipos sobre la articulación, impidiendo a la vez, la posibilidad de que los equipos por debajo se muevan angularmente (Figura 14). Permite un ángulo de rotación de hasta 10°.

Figura 14. Grupo de preventoras.



Fuente: Ibíd.

3.2.1.4 Riser. Es un canal entre el fondo del lecho marino y la plataforma en superficie, a través de cual se transportan diferentes herramientas y se trabaja la sarta de perforación, permitiendo la circulación de fluidos de perforación y limpieza del pozo durante la perforación (Figura 15). Estos tienen longitudes de aproximadamente 50 ft y son de fácil ensamblaje, también cuenta con determinado ángulo de rotación, lo que le permite ajustarse a las corrientes marinas.

Figura 15. Riser.



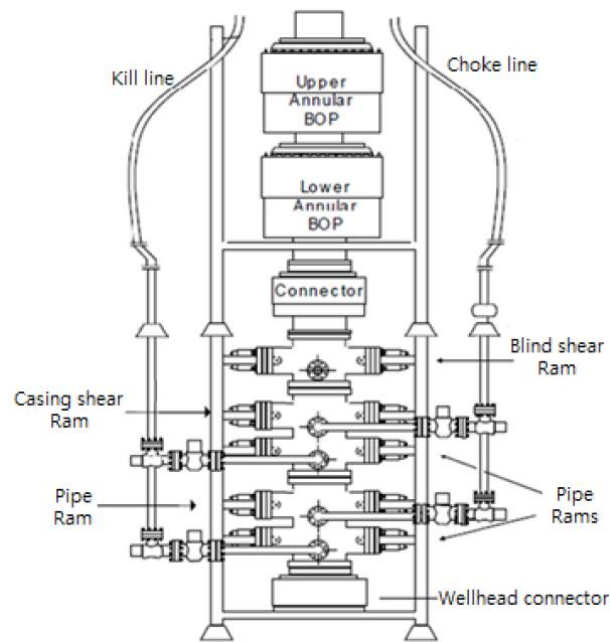
Fuente: BRAVO, Ignacio. Manejo del Riser de Perforación. Instituto Politécnico Nacional. 2009.

3.2.1.5 Grupo de preventoras. Son equipos que cuentan con mecanismos de cierre de cada una de las secciones del hueco en las diferentes intervenciones (Figura 16). Suelen ser de 3 a 5 en este tipo de pozos. Sin embargo, su mecanismo de accionamiento presenta diferencias sustanciales en comparación con las BOP convencionales, pues deben ser controladas remotamente, tanto de modo neumático como eléctrico. Además, estos sistemas permiten el control del pozo de dos formas diferentes, el neumático usa acumuladores como las preventoras de superficie, mientras que el eléctrico acciona bombas que controlan el pozo con líquido a altas presiones para contrarrestar las presiones de formación¹⁴. Del mismo modo, el tamaño de la BOP está directamente relacionado con el tamaño de la plataforma de perforación que se debe utilizar. El arreglo debe contar con los siguientes tipos de preventoras:

- Preventora de corte ciego: Generalmente de tipo RAM. Esta puede cerrar el espacio anular entre la tubería de trabajo y el revestimiento, pero en una emergencia corta la tubería de trabajo para cerrar la totalidad del hueco.
- Preventora anular: Esta hace cierre en el anular entre el revestimiento y la tubería de perforación, o la tubería de producción cuando el pozo ya se encuentra en etapa de desarrollo.

¹⁴ TANAKA, Shoichi; OKADA, Yo & ICHIKAWA, Yuichiro. Offshore Drilling And Production Equipment, in Civil Engineering, [Eds. Kiyoshi Horikawa, and Qizhong Guo], in Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS), Developed under the Auspices of the UNESCO, Eolss Publishers, Oxford, UK, [<http://www.eolss.net>], 2005.

Figura 16. Grupo de preventoras.



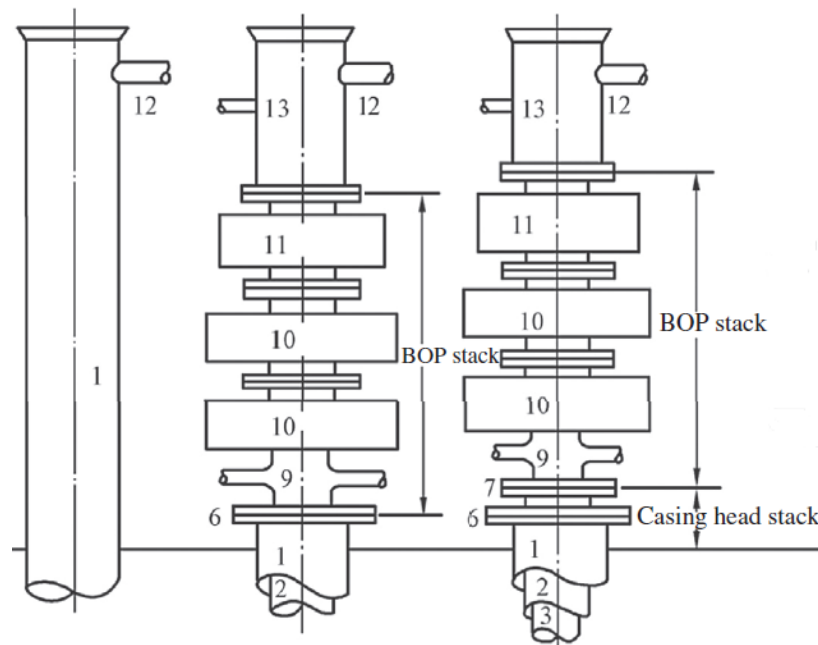
Fuente: SUNGHEE, Kim; SOYEON, Chung & YOUNGSOON, Yang. Availability analysis of subsea blowout preventer using Markov model considering demand rate. International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering. 6. 10.2478/ijnaoe-2013-0211. 2014.

3.2.2 Cabezales de pozo. Las condiciones de perforación bajo el agua requieren diferentes dispositivos de control de presión en cada una de las etapas de la perforación. Para contrarrestar esta problemática se hace uso de los cabezales de pozo. Además, estos pueden presentar diferentes arreglos dependiendo del equipo principal utilizado para la perforación y la locación donde se está realizando la actividad.

3.2.2.1 Cabezal de superficie. Antes de perforar la primera sección, generalmente se encuentra conectado el riser directamente a la línea de descarga de fluidos de perforación. Posteriormente, una vez es perforada la segunda sección, es necesario instalar un cabezal para el revestimiento de superficie con el objetivo de sellar el espacio entre los dos casing. Este cabezal debe estar acompañado de una

configuración de preventoras que incluya como mínimo un cross joint, dos preventoras RAM y una preventora anular. Una configuración como esta puede seguirse utilizando en la perforación de las secciones posteriores, únicamente desmontando para agregar el colgador de las siguientes secciones de revestimiento.

Figura 17. Cabezal de superficie.



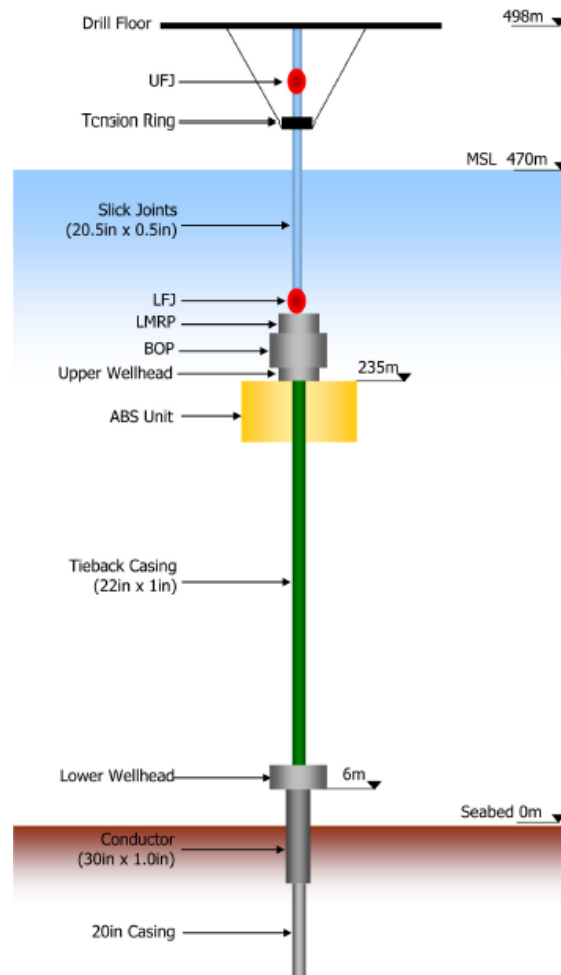
Fuente: FANG, H. & DUAN, M. Offshore Oil and Gas Drilling Engineering and Equipment. Offshore Operation Facilities, 141–340. doi:10.1016/b978-0-12-396977-4.00002-0, 2014.

3.2.2.2 Cabezal submarino – Sistema ABS. El sistema ABS (Atlantis Bouyant System) consiste en un cuerpo flotante que soporta el peso de un cabezal submarino, lo que permite ubicarlo a una profundidad menor a la totalidad de la lámina de agua¹⁵. La ventaja de esta tecnología consiste en que permite perforar en

¹⁵ GUO, Yongfeng; JI, Shaojung; TANG, Changquan; LIM, Frank; ZHANG, Hui & CHING, Lishen. A Major Offshore Trial of a Free-Standing Mid-Depth BOP Drilling Riser System. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25768-MS. 2015.

aguas ultra profundas, con una lámina de agua de hasta 4000 m, ubicando el cabezal del pozo a una profundidad de entre 200 m y 600 m.

Figura 18. Cabezal submarino - Sistema ABS.



Fuente: GUO, Yongfeng et al. A Major Offshore Trial of a Free-Standing Mid-Depth BOP Drilling Riser System. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25768-MS. 2015.

3.2.2.3 Cabezal especial para buque de perforación. En la perforación en aguas ultra profundas, se usa un cabezal especial para los buques de perforación. Este cuenta con un cabezal para revestimiento de alta presión con una conexión

hidráulica en la preventora durante las operaciones de perforación. Además, posee una capa anticorrosión para proteger el cabezal de las condiciones del lecho marino.

3.2.3 Template para perforación múltiple. El template es un dispositivo que se ubica en el lecho marino con el fin de perforar varios pozos en la misma locación, facilitando el desarrollo de un campo en etapa de producción. A continuación, se mencionarán las características principales de los tipos de template que existen en la actualidad¹⁶.

Template de distancia uniforme: La distancia entre los pozos está establecida para proporcionar suficiente espacio para la preventora en cada uno. Permite perforar hasta 6 pozos en láminas de agua de hasta 60 m.

Template unificado: Permite perforar entre 9 y 32 pozos. Se caracteriza por contar con guías construidas por tuberías soldadas de gran diámetro. Estas permiten perforar hasta láminas de agua de hasta 300 m.

Template empaquetado: Cuenta con un marco principal para la perforación de un pozo, al que pueden acoplarse 4 marcos más de manera individual. Este sistema es útil cuando se desconoce el número de pozos a perforar.

HOST (Hanger Over Subsea Template): Es un equipo desmontable, por lo que el número de guías depende de la cantidad de pozos requeridos. Adicionalmente, su estructura ahorra entre un 25% a 40% de acero en la instalación, lo que permite que se adapte a diferentes profundidades y número de pozos, condiciones que lo hacen ideal tanto para la exploración como el desarrollo de campos offshore.

¹⁶ PRAKASH, Thapa. Design of subsea tree. Centre for Risk, Integrity and Safety Engineering, Memorial University. Canada. 2016.

3.3 ALTERNATIVAS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS OFFSHORE.

A medida que aumenta la complejidad de un proyecto de perforación, también lo hacen sus costos. Es por esto que la perforación offshore se caracteriza por ser mucho más costosa que la perforación en tierra. Por tal motivo, el objetivo principal de este tipo de operaciones está enfocado en reducir los tiempos y el desarrollo óptimo de cada una de sus etapas, desde la exploración hasta la comercialización.

Por ende, desarrollar una perforación eficiente podría significar la diferencia entre el éxito o no del proyecto. Por lo tanto, en la actualidad, la industria petrolífera cuenta con distintas alternativas para llevar a cabo la perforación de un pozo offshore de forma eficiente y segura. Estas se clasifican en alternativas convencionales y modernas, las cuales son presentadas a continuación.

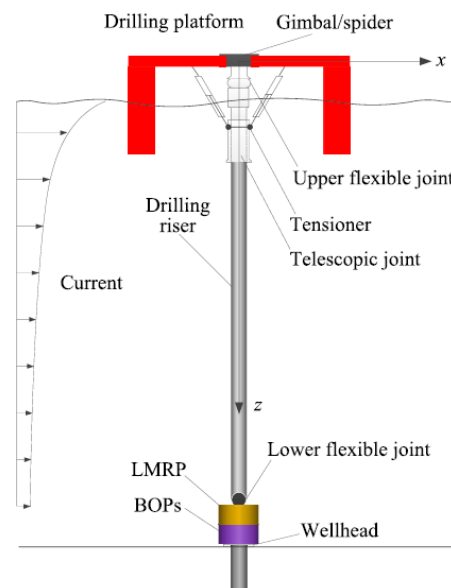
3.3.1 Alternativas convencionales para la perforación de pozos offshore. A lo largo de la historia de la industria de los hidrocarburos, se han empleado ciertas alternativas convencionales encaminadas a la perforación de pozos offshore con el fin de suplir aquellos problemas o inconvenientes característicos de las condiciones operativas que hacen parte de un proyecto costa afuera. Dentro de estas alternativas se encuentran la perforación con riser y la perforación direccional. A continuación, se describen cada una de estas, especificando sus características y cualidades principales.

3.3.1.1 Perforación con riser. El riser es una tubería de gran diámetro que conecta la plataforma de perforación y el cabezal de pozo submarino, como se puede observar en la Figura 19. Es una herramienta indispensable para la extracción de petróleo y gas natural en costa afuera. Dentro de sus funciones principales se

encuentran separar el fluido de perforación y el agua de mar, guiar las herramientas de perforación, circular el fluido de perforación y soportar las tuberías auxiliares¹⁷.

La plataforma es relativamente estable y fija en una posición específica durante el funcionamiento normal. Sin embargo, en condiciones de mal tiempo, como tifones, ventiscas o tsunamis, durante los cuales el riser y el cabezal de pozo submarino se verán obligados a separarse, la plataforma de perforación debe ser evacuada con este suspendido, para garantizar la seguridad del equipo y las personas que se encuentren en la plataforma. Por lo tanto, una verificación constante de seguridad integral de la herramienta es de vital importancia para el desarrollo seguro y eficiente de los recursos petroleros en actividades desarrolladas en alta mar¹⁸.

Figura 19. Perforación con riser.



Fuente: MAO, Liangye; ZENG, Song; LIU, Qingyou; WANG, Guorong & HE, Yufa. Dynamical mechanics behavior and safety analysis of deep water riser considering the normal drilling condition and hang-off condition. *Ocean Engineering*, 199, 106996. 2020.

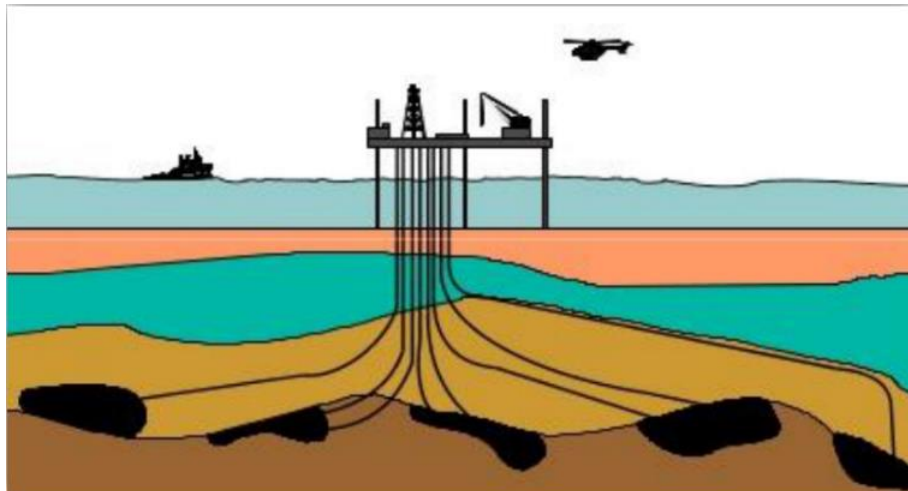
¹⁷ MAO, Liangye; ZENG, Song; LIU, Qingyou; WANG, Guorong & HE, Yufa. Dynamical mechanics behavior and safety analysis of deep water riser considering the normal drilling condition and hang-off condition. *Ocean Engineering*, 199, 106996. 2020.

¹⁸ MAO, Liangye; ZENG, Song & LIU, Qingyou. Dynamic mechanical behavior analysis of deep water drilling riser under hard hang-off evacuation conditions. *Ocean Engineering*, 183, 318-331. 2019.

3.3.1.2 Perforación direccional¹⁹. Previo a la década de 1920, todos los pozos de petróleo eran esencialmente verticales o el fondo del pozo estaba ubicado directamente debajo de la plataforma. Sin embargo, la perforación de una gran cantidad de pozos verticales desde plataformas individuales resultaba ser una tarea poco práctica y para nada económica. Por lo tanto, el nuevo enfoque buscado para el desarrollo de un gran campo petrolero era instalar una plataforma fija en el fondo del mar, desde la cual se pudieran perforar muchos pozos direccionales cuidadosamente espaciados para obtener una recuperación óptima de petróleo, como se observa en la Figura 20.

Cabe resaltar que, para los escenarios convencionales, es necesario construir e instalar la plataforma en cada una de las zonas de interés antes de dar inicio a la perforación del pozo. Por ende, la alternativa de perforación direccional reduce tiempos de operación mediante la perforación de pozos desviados desde una misma locación y su posterior conexión a la plataforma fija una vez esta haya sido instalada y puesta en funcionamiento.

Figura 20. Perforación direccional.



Fuente: GARCÍA, Domingo. Perforación direccional para pozos de hidrocarburos. Universidad Autónoma Agraria Antonio. 2015.

¹⁹ GARCÍA, Domingo. Perforación direccional para pozos de hidrocarburos. Universidad Autónoma Agraria Antonio. 2015.

3.3.2 Alternativas modernas para la perforación de pozos offshore. En los últimos años se ha innovado en el desarrollo y aplicación de alternativas modernas enfocadas a la perforación de pozos offshore con el objetivo de mejorar las condiciones de seguridad, optimizar tiempos de operación y reducir costos durante el desarrollo de un proyecto costa afuera. Entre los avances tecnológicos más relevantes están la perforación con doble gradiente, la perforación a presión controlada (MPD) y la perforación multilateral. A continuación, se describen cada una de estas, especificando sus características y cualidades principales.

3.3.2.1 Perforación con doble gradiente²⁰. Durante la década de 1960 surgió interés en el desarrollo de un sistema de perforación de doble gradiente, con el objetivo principal de manejar de forma eficiente el estrecho margen entre la presión de poro y los gradientes de presión de fractura en aguas profundas. Sin embargo, en ese momento la tecnología existente basada en el uso de riser resultó adecuada para las profundidades de aguas contempladas a la fecha.

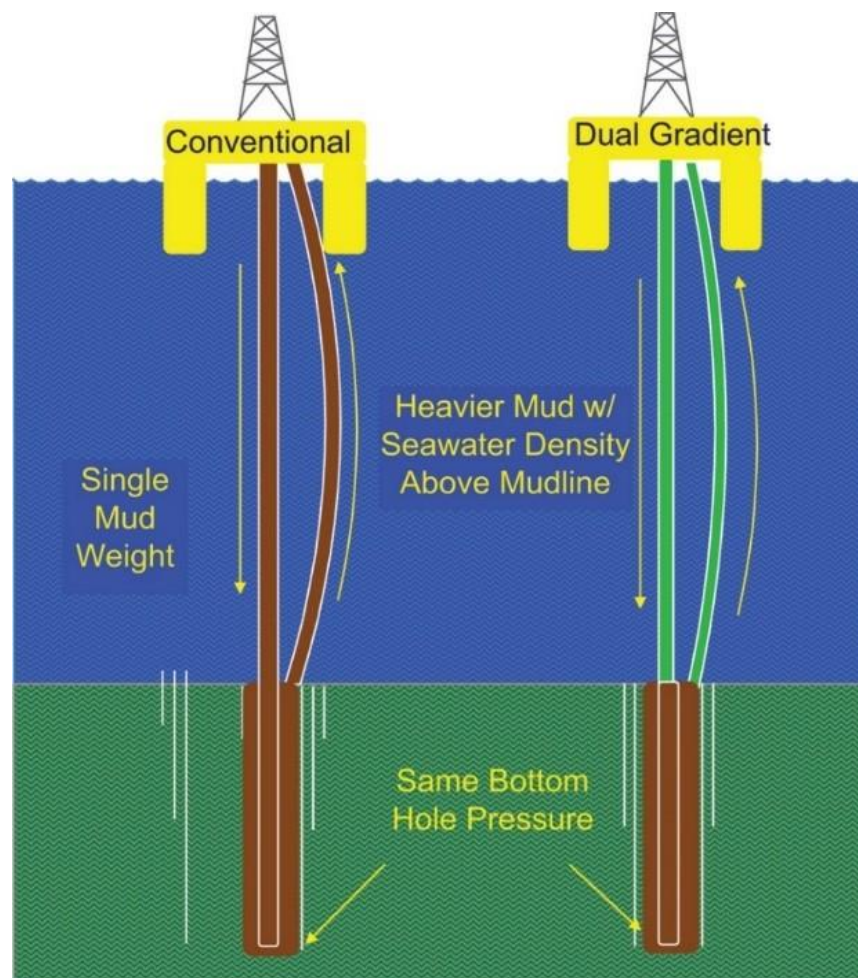
Fue para la década de 1990 cuando la idea de desarrollar una alternativa viable de perforación con doble gradiente se hizo urgente, debido a varios descubrimientos significativos en aguas profundas en el Golfo de México. Esta situación intensificó la competencia por obtener aquellas plataformas aptas para dicha lámina de agua. Por lo tanto, debido a que estas estructuras escaseaban, los operadores y contratistas optaron por el concepto de perforación con doble gradiente, que aparentemente reducía el peso del riser, los requisitos de mantenimiento de la estación y los volúmenes de lodo empleados, permitiendo que las plataformas pequeñas alcancen mayores profundidades.

De este modo, esta técnica de perforación moderna se basa principalmente en dos gradientes de fluido para proporcionar la misma presión de fondo de pozo que, bajo

²⁰ SMITH, Ken; GAULT, Allen; WITT, Dana & WEDDLE, Curtis. SubSea MudLift Drilling Joint Industry Project: Delivering Dual Gradient Drilling Technology to Industry. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 369–381. <https://doi.org/10.1306/3fef4c7b-1741-11d7-8645000102c1865d>, 2001.

condiciones operativas habituales, se lograría empleando uno solo. Es decir, las presiones dentro del pozo se obtienen producto de la combinación de un gradiente de agua de mar desde la superficie hasta la línea de lodo y un gradiente de lodo dentro del pozo como se puede observar en la Figura 21. Por lo tanto, haciendo uso de esta alternativa, el margen entre los gradientes de presión de poro y fractura aumenta significativamente, incrementando la probabilidad de éxito de la operación.

Figura 21. Perforación con doble gradiente.



Fuente: SMITH, Ken; GAULT, Allen; WITT, Dana & WEDDLE, Curtis. SubSea MudLift Drilling Joint Industry Project: Delivering Dual Gradient Drilling Technology to Industry. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 369–381. <https://doi.org/10.1306/3fef4c7b-1741-11d7-8645000102c1865d>, 2001.

3.3.2.2 Perforación a presión controlada (MPD)²¹. La tecnología de perforación a presión controlada (MPD, por sus siglas en inglés) se ha empleado en los programas de perforación terrestre desde mediados de los años sesenta. Sin embargo, sólo en los últimos años, la alternativa ha sido tomada en cuenta por los encargados de la toma de decisiones de las operaciones en alta mar. Asimismo, la IADC (International Association of Drilling Contractors) define la técnica como un proceso de perforación adaptativo empleado para controlar con mayor precisión el perfil de presión anular en todo el pozo. Del mismo modo, ha habido más de 50 programas de perforación MPD en ambientes marinos entre los años 2004 y 2006 con predominio en la región Asia Pacífico, aunque también cuenta con aplicaciones en el Mar del Norte, el Golfo de México y la costa de Brasil.

De este modo, la MPD es una forma avanzada de control de pozo primario que por lo general emplea un sistema de fluido circulante cerrado y presurizable que ofrece un control mayor y con más precisión de los perfiles de presión del pozo en comparación con métodos como el peso del lodo y/o los ajustes de la velocidad de la bomba de lodos. Asimismo, la técnica MPD emplea una colección de herramientas y técnicas que permiten mitigar los riesgos y los costos asociados con la perforación de pozos que cuentan con ventana del lodo reducida en fondo, mediante gestión proactiva del perfil anular de presión hidráulica. Por lo tanto, el objetivo principal de MPD es optimizar los procesos de perforación al disminuir el tiempo no productivo (NPT) y mitigar los riesgos asociados a la operación.

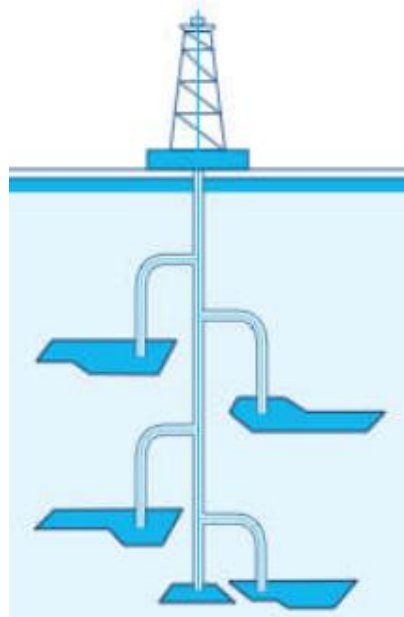
3.3.2.3 Perforación multilateral. La perforación multilateral es el proceso de perforación de varios pozos partiendo de un único hueco en superficie con el objetivo principal de aumentar el área de drenaje del yacimiento o contactar más de una formación productora, como se puede observar en la Figura 22. Además, esta

²¹ HANNEGAN, Don. Case studies-Offshore managed pressure drilling. Weatherford Intl. Proceedings SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1, 650–656. <https://doi.org/10.2523/101855-ms>, 2006.

técnica hace posible el desarrollo de campos cuya explotación no es económicamente viable con el uso de pozos verticales u horizontales.

Por lo tanto, la perforación de pozos multilaterales resulta particularmente eficiente para conectar rasgos verticales u horizontales de yacimientos heterogéneos, tales como las fracturas naturales, formaciones laminadas y yacimientos estratificados. Asimismo, el éxito de los proyectos desarrollados a nivel mundial, en países como Estados Unidos, Canadá, Venezuela y en el Mar del Norte ha aumentado el interés de diferentes compañías, incentivando la investigación, desarrollo y aplicación de esta técnica a nivel mundial. En la actualidad se han desarrollado softwares computacionales y métodos de simulación que permiten diseñar los pozos multilaterales en función de la estructura y área de drenaje del yacimiento²².

Figura 22. Perforación multilateral.



Fuente: GAZPROM NEFT [sitio web]. Rusia: Gazprom Neft PJSC. [Consultado: 16 de febrero de 2020]. Disponible en: <https://www.gazprom-neft.com/technologies/production/>.

²² LYU, Zehao; SONG, Xianzhi & GENG, Li. A semi-analytical method for the multilateral well design in different reservoirs based on the drainage area. *Journal Of Petroleum Science And Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.024>. 2018.

3.4 TECNOLOGÍA DE POZOS MULTILATERALES.

La aplicación de los pozos multilaterales ofrece un escenario potencial para la perforación offshore, brindando ciertas ventajas significativas para la industria de los hidrocarburos que hacen posible aumentar el porcentaje de éxito de la operación, así como incrementar la rentabilidad de la misma. No obstante, existen desafíos que pueden representar desventajas considerables que deben ser minimizados para que no se conviertan en problemas operacionales importantes. A continuación, se hablará de cada una de estas con más detalle.

3.4.1 Ventajas de la tecnología de pozos multilaterales²³. La tecnología de perforación multilateral ofrece ventajas significativas con respecto a otras técnicas convencionales tales como los pozos verticales u horizontales, así como los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico. Entre las ventajas principales obtenidas se destacan su capacidad de aumentar significativamente la producción debido a que combina las virtudes de la perforación horizontal y direccional, incrementando el contacto del yacimiento con la cara del pozo a partir de los laterales y, por lo tanto, aumentando el radio de drenaje y la eficiencia de barrido volumétrica. Este beneficio ha permitido el uso de la técnica multilateral en pozos nuevos para el desarrollo de campos²⁴.

Si bien los pozos multilaterales exigen una inversión inicial adicional en equipos, estos permiten disminuir potencialmente las erogaciones de capital totales y los costos de desarrollo, así como los gastos operativos debido a la menor cantidad de pozos necesarios. Asimismo, otro beneficio asociado a dicha tecnología es la reducción significativa de espacio ocupado por los equipos en superficie, ya que

²³ GALLIVAN, J.; NEWITT, D.; & OLSEN, M. Quantifying The Benefits Of Multilateral Producing Wells. SPE 30441. 1995.

²⁴ ABOUZAR, Mirzaei & MOGHADASI, Jamshid. An overview to applicability of multilateral drilling in the Middle East Fields. Society of Petroleum Engineers. p.3. 2009.

solo requiere de un cabezal, virtud que resulta crucial en sectores con espacios limitados como pozos offshore o zonas ambientalmente sensibles.

Del mismo modo, esta técnica cuenta con un rango de aplicación bastante amplio, ya que resulta conveniente cuando es aplicada en formaciones que presenten fracturas naturales, capas delgadas, baja permeabilidad, conificación de agua o conificación de gas. Además, en campos maduros, los pozos multilaterales permiten mejorar la perforación de pozos de relleno ya que tienen como objetivo áreas cuya explotación no resulta económica con el uso de pozos individuales convencionales. Cuando la producción se estabiliza, la perforación de ramificaciones laterales desde pozos existentes permite explotar hidrocarburos adicionales sin sacrificar los niveles de producción corriente. Esta estrategia mejora los niveles de producción de un pozo y aumenta las reservas recuperables, permitiendo la explotación económica de yacimientos maduros.

3.4.2 Desventajas de la tecnología de pozos multilaterales²⁵. La aplicación de este tipo de pozos ha sido limitada a una pequeña fracción del total de pozos construidos hoy en día debido a que el beneficio económico puede ser cuestionable incluso cuando los resultados teóricos proyectan una buena rentabilidad. La realidad es que la incertidumbre en el costo y desempeño del pozo es muy alta debido a las dificultades técnicas de predicción de comportamiento del flujo y eficiencia de drenaje en el área de interés. Sin embargo, es posible superar estas adversidades mediante investigación, implementación de herramientas tecnológicas innovadoras y modelos de simulación que permitan predecir el comportamiento de la producción en yacimientos con geometrías irregulares.

Uno de los principales riesgos de esta tecnología es el taponamiento del pozo principal, lo que conlleva a la pérdida de la producción proveniente de todas las

²⁵ RANGEL, Paola & AMAYA, Juan. Evaluación De La Tecnología De Perforación De Pozos Multilaterales Aplicado Al Campo Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas; 150 p, 2012.

ramificaciones. Por otra parte, el completamiento de pozos multilaterales es más complejo que en convencionales desde el punto de vista mecánico. Por lo tanto, el control del pozo durante la perforación y el completamiento de los laterales, así como operaciones de well service posteriores pueden presentar contratiempos.

No obstante, la tecnología multilateral, a pesar de presentar mayores riesgos que los métodos convencionales, puede ser aplicada con éxito a medida que se aumente la cantidad de pozos multilaterales perforados, ya que, al incrementar la experiencia en el área, crece la confianza e interés de las compañías petrolíferas. Por lo tanto, para mitigar las problemáticas asociadas a la perforación de este tipo de pozos, es necesario realizar una planeación adecuada del mismo, en la que se consideren los aspectos tanto externos como operacionales que inciden en un proyecto de perforación costa afuera.

4. VARIABLES INVOLUCRADAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES OFFSHORE

Para llevar a cabo el diseño de un pozo multilateral offshore, es necesario tener en cuenta ciertas variables que deben ser estudiadas para seleccionar de manera eficiente los equipos que serán empleados durante la actividad. Por lo tanto, se requiere revisar cuidadosamente estos parámetros, con la finalidad de desarrollar un plan de perforación acertado, en el que se contemplen todas las posibles dificultades durante la perforación del pozo, y así evitar accidentes y disminuir los tiempos no productivos. A continuación, se describirán cada una de estas con más detalle.

4.1 FENÓMENOS NATURALES EXTERNOS.

Durante el desarrollo de un proyecto de perforación offshore, equipos como la plataforma y/o la tubería de trabajo pueden llegar a verse afectados por un gran número de fenómenos naturales externos que, dependiendo de la eficiencia en la respuesta del personal encargado y las condiciones operativas propias de la estructura, se pueden controlar de manera óptima. Dichos fenómenos, dependiendo de su naturaleza, pueden clasificarse como factores ambientales, fuerzas hidrodinámicas y condiciones geológicas, las cuales se presentan a continuación.

4.1.1 Factores ambientales. La combinación correcta de altas presiones y bajas temperaturas produce el principal problema causado por los factores ambientales, es decir, la formación y acumulación de hidratos, como se observa en la Figura 23. Estos toman lugar durante actividades transitorias o anormales, tales como reiniciar operaciones después de una emergencia como cierre operacional o cuando hay

presencia de agua desinhibida debido a un mal funcionamiento del deshidratador o falla en la inyección del inhibidor²⁶.

El hidrato de metano es una sustancia sólida que consta de moléculas de gas y agua que interactúan químicamente para formar una estructura cristalina similar al hielo. Por lo tanto, estas estructuras pueden ser identificadas mediante los denominados reflectores sísmicos de simulación de fondo (BSR, por sus siglas en inglés), que se generan debido a la inestabilidad de los hidratos producto de las altas profundidades que se traduce en el aumento de la temperatura en los sedimentos. Se estima que estos BSR se deben al fuerte contraste elástico entre los sedimentos que contienen hidrato de metano y los subyacentes sin ellos. Ocasionalmente, el metano libre queda atrapado debajo del BSR, lo que mejora los reflejos sísmicos e implica que la zona con presencia de hidratos debe ser impermeable²⁷.

Figura 23. Formación y acumulación de hidratos.



Fuente: Hydrates in Offshore Gas Pipeline. Offshore Engineering. Chapter 2. [online] [Accessed 16 April 2020]. Disponible en: shorturl.at/btBEN.

²⁶MEZA, Jorge & TORRADO, Jeferson. Estudio De La Formación De Hidratos Y Su Incidencia En La Producción De Hidrocarburos En Un Campo Offshore Colombiano. Universidad Industrial De Santander, 2018.

²⁷ NUR, Amos. BSR and Methane Hydrates: New Challenges for Geophysics and Rock Physics. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/8004-MS, 1996.

4.1.2 Fuerzas hidrodinámicas. Al momento de llevar a cabo un proceso de perforación offshore, se debe desarrollar un riguroso estudio de las fuerzas hidrodinámicas externas a las cuales estará expuesta la estructura con el objetivo de minimizar su impacto sobre esta. Dichas fuerzas hidrodinámicas son ocasionadas producto del efecto de cargas generadas por la acción de fenómenos naturales tales como, el viento, el oleaje y las corrientes marinas. A continuación, se hablará de cada una de estos con más detalle.

4.1.2.1 Viento. El movimiento de masas de aire genera los vientos que constituyen un importante elemento para el estudio de la meteorología marina. Las cargas del viento actúan sobre la porción de la plataforma situada por encima del nivel del agua, así como las facilidades de superficie de la estructura offshore²⁸, como se observa en la Figura 24. Un parámetro significativo relativo a los datos del viento es el intervalo de tiempo para el que se hace la media de las velocidades del mismo. Para obtener la media de intervalos inferiores a un minuto, las velocidades del viento se clasifican como rachas. Por su parte, cuando la media se realiza para intervalos iguales o superiores a un minuto, se clasifican como velocidades del viento sostenidas.

Para propósitos de diseño, las cargas del viento generalmente se consideran estáticas. Sin embargo, API-RP2A exige que se tengan en cuenta los efectos dinámicos del viento cuando la altura de la estructura sea 5 veces mayor a su dimensión horizontal²⁹.

4.1.2.2 Oleaje. Las estructuras expuestas al oleaje experimentan fuerzas sustanciales mucho mayores que las cargas del viento. Estas se generan como resultado de la presión dinámica y de los movimientos de las partículas de agua, como se observa en la Figura 24. Las dos principales fuerzas del oleaje que actúan

²⁸ MORALES, D; MONTOYA, S. & BERNAL, O. Assessment of extreme wind and waves in the Colombian Caribbean Sea for Offshore applications. Universidad Nacional de Colombia, 2017.

²⁹ INSTITUTO TÉCNICO DE LA ESTRUCTURA DEL ACERO. Sistemas Estructurales, Plataformas petrolíferas. Tomo 17. 2001.

sobre una estructura offshore son las fuerzas de arrastre, debida a los efectos de la viscosidad del fluido, y la fuerza de inercia, asociada a la masa hidrodinámica o añadida del miembro estructural en movimiento, es decir, la fuerza generada por el miembro en movimiento en el fluido que le rodea y la fuerza que ejerce el fluido acelerado sobre el miembro estructural fijo³⁰.

La ecuación de Morison se emplea para estimar las cargas de oleaje en el diseño de las plataformas petroleras como la suma de las fuerzas de arrastre e inercia antes mencionadas³¹. A continuación, se presenta la correlación.

$$F = F_D + F_I$$

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_d \cdot A \cdot u \cdot |u| + \rho \cdot C_m \cdot V \cdot \dot{u}$$

Donde:

F : Fuerza total por unidad de longitud.

F_D : Fuerza de arrastre.

ρ : Densidad del agua.

C_d : Coeficiente de arrastre.

A : Área del cilindro transversal por unidad de longitud.

u : Velocidad del flujo.

C_m : Coeficiente de inercia.

V : Volumen del cilindro por unidad de longitud.

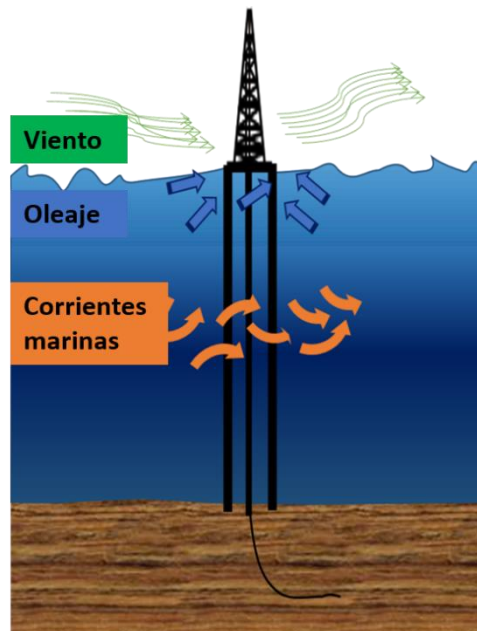
³⁰ CAÑAMERO, Francisco. Análisis de Estructuras Offshore sometidas a la Acción del Oleaje mediante ANSYS, Capítulo 4. Escuela Técnica Superior de Ingenieros. 2010.

³¹ VENTURA, Gerard. Estudio del comportamiento en la mar una plataforma tipo truss spar. Universidad Politécnica de Catalunya. Facultad de Náutica de Barcelona. Departamento de Ciencia e Ingeniería Náuticas. Barcelona. 2016.

4.1.2.3 Corrientes marinas. Se define al movimiento de agua del mar en una dirección determinada (Figura 24), que se debe a multitud de factores, tales como la rotación terrestre, los vientos, la diferencia de temperaturas en los distintos puntos del océano o por el efecto de las mareas. Cabe resaltar que la ingeniería estudia el perfil de las velocidades con las que estas pueden impactar un cuerpo flotante y su distribución regional con el propósito de elaborar planes de contingencia para asegurar la estabilidad de la estructura offshore³².

En el diseño de las plataformas, los efectos de la corriente marinas sobre el oleaje se tienen en cuenta añadiendo vectorialmente las velocidades del fluido correspondiente. Teniendo en cuenta que la fuerza de arrastre varía con el cuadrado de la velocidad, esta suma puede aumentar en gran medida las fuerzas que actúan sobre una plataforma.

Figura 24. Fuerzas hidrodinámicas sobre una plataforma offshore.



Fuente: Autores.

³² RUEDA, Juan. Identification Of The Influence Of Convective Variations In The Generation Of Transient Loads And Their Hydromechanical Effect Over The Offshore Structures. Universidad Militar de Nueva Granada. 2017.

4.1.3 Condiciones geológicas. Existen condiciones geológicas que, de no ser controladas de forma oportuna, pueden llegar a convertirse en un verdadero desafío para el desarrollo de un proyecto de perforación offshore. En el lenguaje de la industria petrolera estas adversidades reciben el nombre técnico de Geohazards (Geoamenazas). El flujo de agua y gas somero son las condiciones geológicas que habitualmente se presentan durante las actividades costa afuera. En el caso de la tecnología multilateral, estas se presentan durante la perforación de las primeras secciones del pozo principal. A continuación, se hablará de cada una de estos con más detalle.

4.1.3.1 Flujo de agua somera³³. El flujo de agua somera (SWF) hace referencia al flujo de agua de una formación sobrepresionada cerca de la parte superior del pozo. Este fenómeno ocurre habitualmente a profundidades por debajo del lecho marino de 90 m a 600 m, sobre todo cuando la lámina de agua supera los 600 m. En cuanto al control que requiere un SWF, este se dificulta debido a que la presión de poro puede estar muy cerca de la presión de fractura en estas arenas poco profundas. Además, el gradiente de fractura disminuye a medida que aumenta la profundidad de la lámina de agua debido al peso adicional generado por la columna hidrostática entre el lecho marino y la plataforma de perforación³⁴.

El flujo de agua somero puede ser ocasionado por diferentes factores. Entre estos se encuentra las fracturas en el zapato del revestimiento causadas por la presión del fluido de perforación, lo que genera pérdida de fluido y, por lo tanto, de columna hidrostática. Por otro lado, las arenas permeables poco profundas pueden presurizarse durante la perforación en sobrebalance y fluir hacia el pozo cuando se detiene la circulación. Finalmente, en formaciones geopresurizadas poco profundas, es probable que el peso del lodo no sea suficiente para evitar el influjo.

³³ MEDLEY, George. Shallow Water Flow Technology Update. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/8731-MS, 1998.

³⁴ BOURGOYNE, Adam & HOLDEN, William. An Experimental Study of Well Control Procedures for Deepwater Drilling Operations. Petroleum Technology Journal. 1985.

4.1.3.2 Flujo de gas somero³⁵. La presencia de gas somero es un problema crítico en los proyectos offshore, puesto que la experiencia de campo y los modelos matemáticos han demostrado que es muy difícil controlar o detener este tipo de flujo con el equipo de plataforma existente una vez que ha comenzado. Este fenómeno ha sido causante de la pérdida de más plataformas en costa afuera que cualquier otro tipo de geoamenaza.

Un parámetro clave en un reventón generado por gas somero es la reducida tolerancia entre la densidad mínima y máxima del fluido de perforación para controlar la presión de formación y conservar la integridad de la roca. El limitado gradiente de fractura es el foco principal del problema, pues la densidad de fluido máxima que se puede utilizar para contrarrestar la presión de formación es baja, por lo cual, en este entorno es posible que cantidades relativamente moderadas de gas generen influjos que resultan en reventones que pueden conllevar a graves accidentes.

4.2 SELECCIÓN DE LA TRAYECTORIA OBJETIVO.

La selección de la trayectoria de un pozo direccional depende de la finalidad del mismo, la geología de la zona perforada y la ubicación del objetivo de perforación. Existen diversas herramientas para desviar el pozo en la dirección deseada, así como dispositivos de monitoreo en superficie para verificar la trayectoria de este durante la actividad.

En la planeación de un pozo se plantean diferentes diseños de acuerdo al conocimiento que se tiene de las formaciones a perforar. Estos también toman en

³⁵ ADAMS, Neal & KUHLMAN L. Shallow Gas Blowout Kill Operations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/21455-MS, 1991.

consideración la ubicación de los pozos ya construidos en la zona, con el fin de evitar que 2 de estos se contacten. Este aspecto es fundamental en la perforación de pozos multilaterales, pues dependiendo de su configuración estos pueden o no representar un desafío en términos de colisión.

4.2.1 Localización de la formación objetivo. Durante la etapa de planeación de un pozo multilateral, se desarrollan estudios de la geología de la zona de interés mediante sísmica y correlaciones con la información de pozos vecinos. En algunos casos, se plantean varios objetivos a contactar en la misma zona, por lo que se requiere la perforación de un multilateral. Pues, si bien es posible contactar varios objetivos a partir de un mismo pozo, no es recomendable perforarlos con trayectorias agresivas, para evitar problemas como la pega de tubería³⁶.

La ubicación y geometría del objetivo están relacionadas con las características de la formación, la facilidad para establecer una locación en superficie y el tipo de rocas que se contactarán durante la perforación. Una de las dificultades que se puede llegar a presentar es la inestabilidad del hueco debido al uso de inclinaciones muy pronunciadas al momento de realizar la perforación. Para minimizar este inconveniente, se recomienda dejar que la broca siga una trayectoria natural hacia el punto objetivo esforzándose en minimizar la tortuosidad del hueco. Adicionalmente, se debe tener cuidado que la zona de construcción de ángulo se realice en formaciones estables y consolidadas, mientras que la sección de mantenimiento de ángulo sea perforada en las zonas más problemáticas, para mantener la estabilidad del pozo³⁷.

4.2.2 Condiciones de la formación objetivo. La trayectoria necesaria para un pozo multilateral puede variar considerablemente dependiendo de distintos factores tales como el tipo de fluido, la geología de la formación y la cantidad de área que se

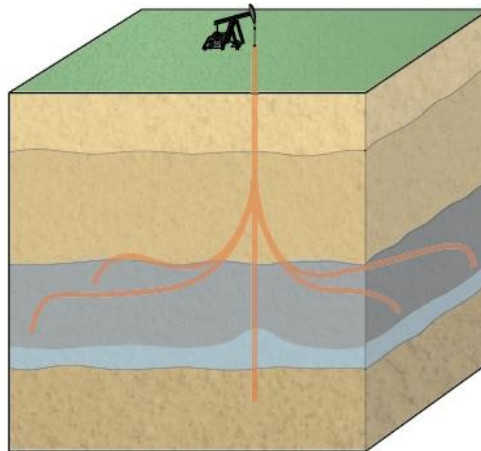
³⁶ MITCHELL, Robert & MISKA, Stefan. Fundamentals of Drilling Engineering, Vol 12. Society of Petroleum Engineering. 2011.

³⁷ DOWNTOWN, Geoff; KLAUSEN, Trond; HENDRICKS, Andy & PAFITIS, Demos. Nuevos rumbos en la perforación directiva rotacional. 2000.

desea contactar. A continuación, se mencionan algunas condiciones de yacimiento más conocidas y se presenta el tipo de pozo utilizado.

Yacimientos de petróleo pesado.

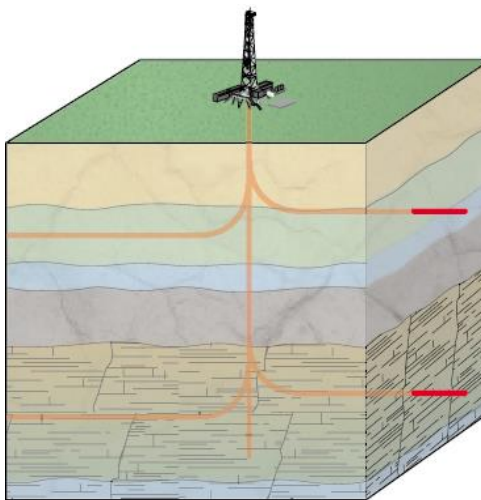
Figura 25. Pozo multilateral para un yacimiento de petróleo pesado.



Fuente: JARDON, Mike et al. Nuevos Aspectos De La Construcción De Pozos Multilaterales. Oilfield Review, 8(3), 56–75, 2003.

Yacimientos de baja permeabilidad o naturalmente fracturado.

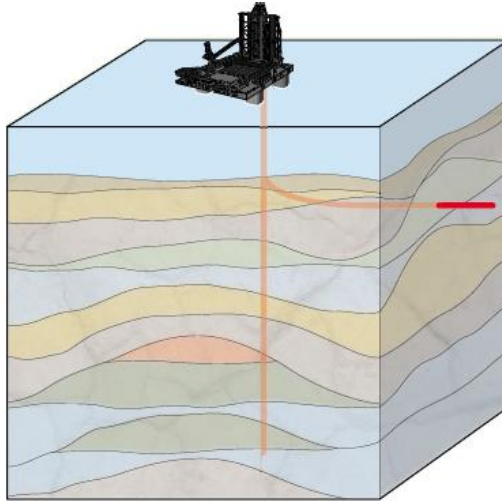
Figura 26. Pozo multilateral para un yacimiento de baja permeabilidad o naturalmente fracturado.



Fuente: Ibíd.

Yacimientos satélites.

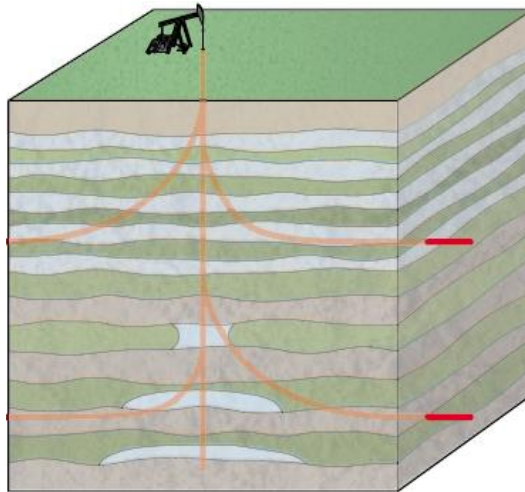
Figura 27. Pozo multilateral para un yacimiento satélite.



Fuente: Ibíd.

Yacimientos estratificados o laminados.

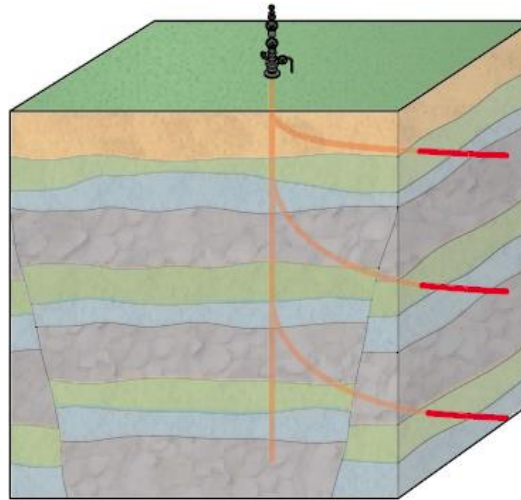
Figura 28. Pozo multilateral para un yacimiento estratificado o laminado.



Fuente: Ibíd.

Yacimientos con compartimientos geológicos aislados.

Figura 29. Pozo multilateral para un yacimiento con compartimientos geológicos aislados.



Fuente: Ibíd.

4.2.3 Análisis anticoliación. El diseño de pozos multilaterales requiere un seguimiento preciso para evitar la colisión entre las diferentes secciones direccionales que se extienden a partir del pozo principal y los pozos ya existentes. Este factor es muy relevante en campos que cuentan con una gran cantidad de pozos perforados.

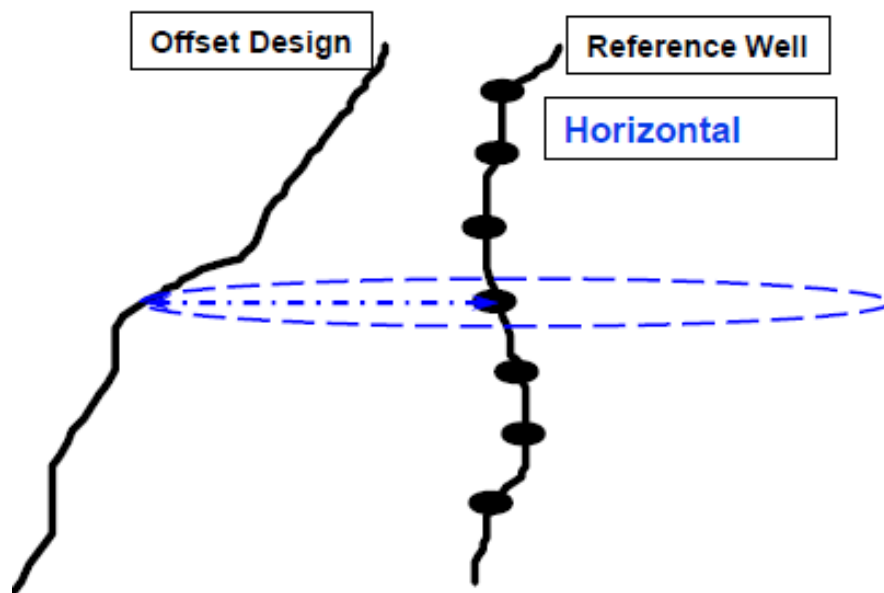
Los sistemas de medición y estimación anticoliación pueden ser utilizados de forma interactiva en la planeación y perforación del pozo. Este monitoreo está acompañado de alarmas configuradas por el usuario que generan alertas cuando los pozos se acercan una distancia determinada por un criterio mínimo especificado.

Existen herramientas computacionales como Compass de Halliburton que proveen gráficos en diferentes vistas y en 3 dimensiones, lo que permite determinar la cercanía entre dos pozos planeados o en proceso de perforación. Además, este incluye las superficies de error según la herramienta direccional a utilizar. Por otra parte, un análisis interactivo de proximidad de los pozos, en conjunto con las

alarmas establecidas dentro del programa, son esenciales para el diseño preciso de estos y control de la trayectoria durante su perforación. Cabe resaltar que los softwares ofrecen varios métodos para medir la separación entre 2 pozos. A continuación, se describirá de cada uno de estos³⁸.

Plano horizontal: En este caso, sin importar la dirección de la trayectoria del pozo, la medida de distancia con respecto a los otros se realiza de forma horizontal, como se observa en la Figura 30. Cabe destacar que, se presentan dificultades para determinar la distancia del pozo en que está siendo perforado con pozos horizontales ya existentes.

Figura 30. Modelo anticolidión con plano horizontal.



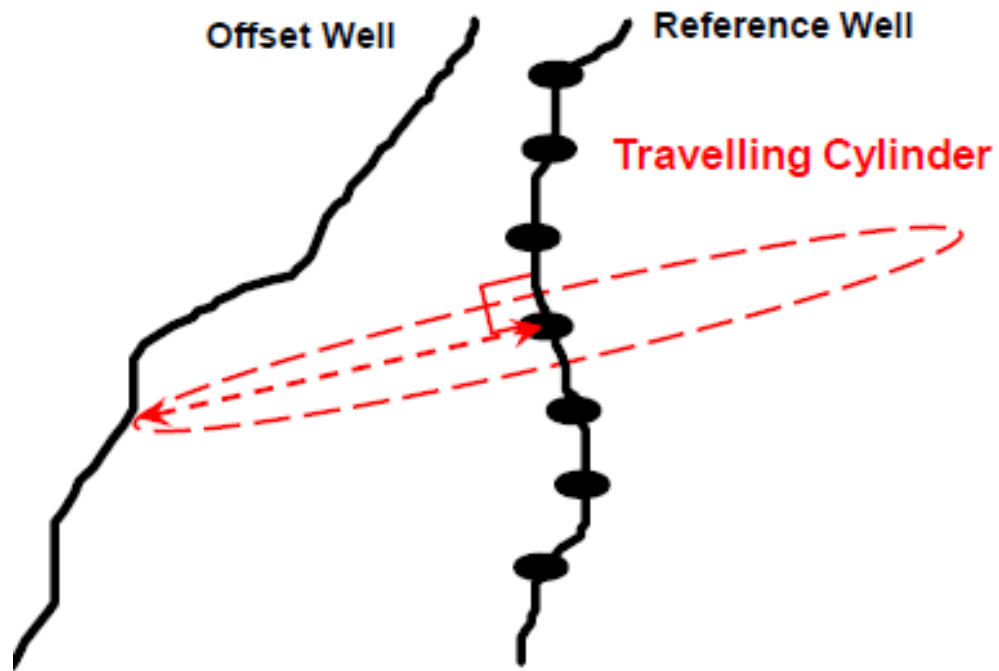
Fuente: PEREZ, Andrea. Compass, setting the course [Presentación]. Landmark, Halliburton. 2018.

Cilindro viajero: Este sistema mide la separación del pozo en un plano perpendicular a la dirección del mismo, como se observa en la Figura 31. Al igual

³⁸ PEREZ, Andrea. Compass, setting the course [Presentación]. Landmark, Halliburton. 2018.

que el plano horizontal, presenta inconvenientes con pozos ya existentes horizontales o desviados, dado que, si el que se está perforando se aproxima a otro de forma perpendicular, no será posible identificar la aproximación entre ambos.

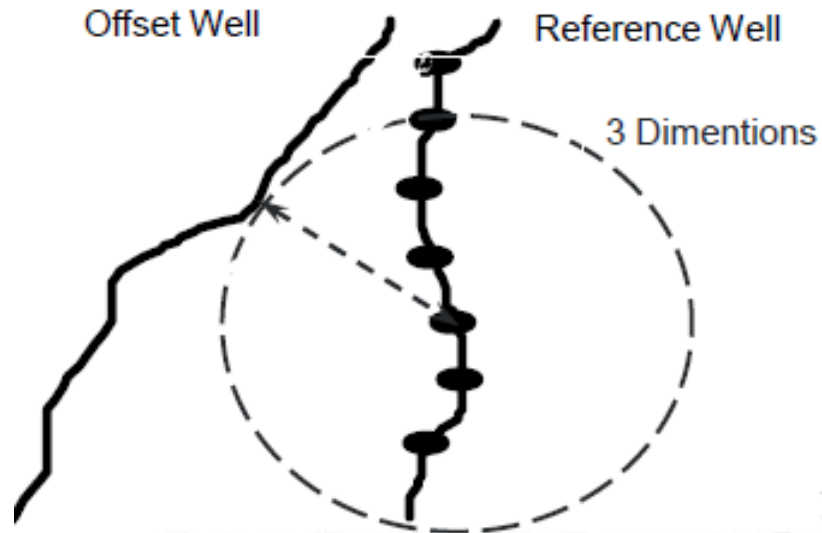
Figura 31. Modelo anticolidión con cilindro viajero.



Fuente: Ibíd.

Aproximación 3D: Este modelo es más acertado, pues permite determinar la distancia del pozo que está siendo perforado con respecto a otros en un radio tridimensional determinado, considerando adicionalmente la magnitud del error propio de la herramienta empleada para su medición de la trayectoria, como se muestra en la Figura 32. Además, genera alarmas si existe una posibilidad de colisión en cualquier dirección.

Figura 32. Modelo anticoliación 3D.



Fuente: Ibíd.

4.3 FLUIDO DE PERFORACIÓN³⁹.

El lodo de perforación es un fluido empleado para realizar la construcción de un pozo. Este se utiliza con la finalidad de contrarrestar la presión de las formaciones, dar estabilidad a las paredes del pozo y sacar los cortes de perforación, entre otras funciones. Desde inicios de la exploración de petróleo y gas en costa afuera, se han utilizado diferentes tipos de sustancias para la formulación y modificación del lodo de perforación. Además, debido a que las características de las formaciones varían ampliamente, la composición de este cambia de una zona a otra, incluso a diferentes profundidades del mismo pozo.

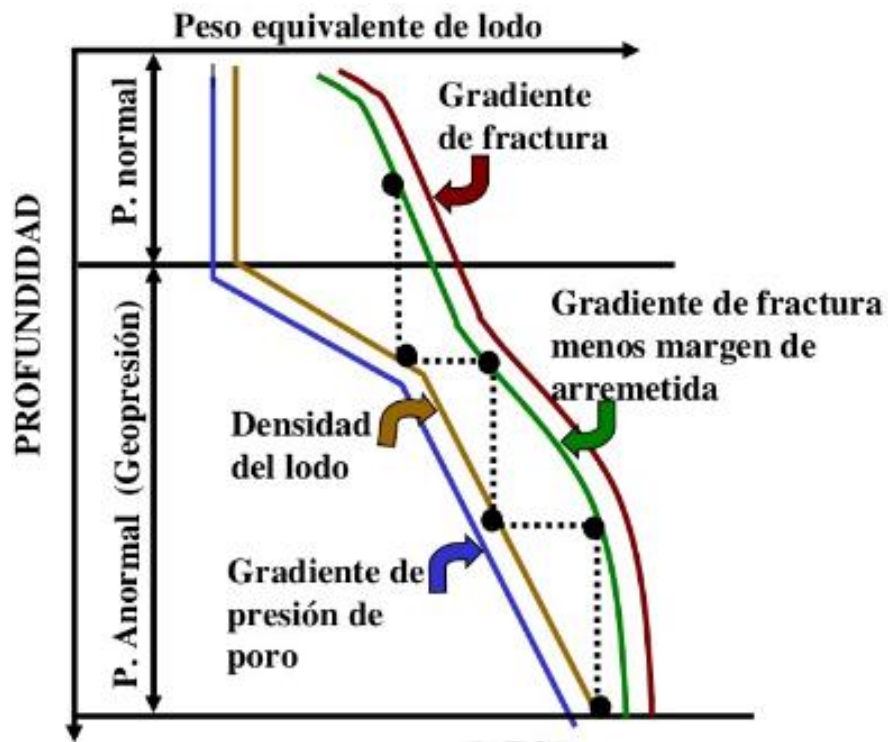
³⁹ SPEIGHT, James. Handbook of Offshore Oil and Gas Operation, Chapter 9: Environmental Impact. Subsea and Deepwater Oil and Gas Science and Technology. 257–303. doi:10.1016/b978-1-85617-558-6.00009-x. 2015.

Dentro de los componentes que constituyen el fluido de perforación se encuentran los emulsionantes, lubricantes, agentes humectantes, inhibidores de corrosión, tensioactivos, detergentes, soda cáustica, sales y polímeros orgánicos. Inclusive, es más apropiado referirse al lodo de perforación como un sistema de lodo, es decir, una mezcla de diferentes sustancias químicas cuya proporción puede ser modificada en función de las condiciones particulares que se presenten durante la actividad.

Actualmente se utilizan dos tipos principales de fluidos de perforación durante las actividades en alta mar. Por un lado, los lodos base aceite, productos derivados del petróleo y otras mezclas de sustancias orgánicas tales como diesel o aceites de parafinas. Por otra parte, los lodos base agua, que pueden estar compuestos a partir de agua dulce o salada con aditivos como bentonita, barita y otros componentes añadidos. Durante los años recientes, se ha preferido el uso de este último debido a su menor toxicidad. Sin embargo, en algunos escenarios como la perforación bajo balance, formaciones arcillosas hinchables o pozos desviados a través de roca consolidada, es necesario utilizar fluidos base aceite. Asimismo, estos generalmente no se descargan por la borda después de una sola aplicación, sino que se regeneran y se reintroducen en el ciclo de perforación.

4.3.1 Ventana del lodo. La densidad del lodo a utilizar durante la perforación de un pozo se encuentra enmarcada dentro de dos límites conocidos como densidad equivalente de formación y densidad equivalente de fractura. Es decir, que esta densidad debe ser suficiente para generar una columna hidrostática que contrarreste la presión de formación, sin exceder el límite de cedencia plástica de la roca. Asimismo, se hace uso de cierto factor de seguridad, usualmente entre 0,3 lpg y 0,5 lpg, para establecer la densidad equivalente de lodo mínima y máxima que se puede emplear en un proyecto de perforación con el objetivo de reducir la probabilidad de que ocurra un reventón o fracturar la formación. A continuación, en la Figura 33 se observa una ventana del lodo típica.

Figura 33. Esquema de una ventana del lodo con presiones anormales.



Fuente: NOUS GROUP. Fundamentos de exploración y producción, perforación de pozos. [Consultado: 19/12/2020]. 2014. Disponible en: shorturl.at/hmzSU.

4.4 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

El revestimiento o casing es una tubería de acero especial que se introduce en el pozo hasta la profundidad deseada y luego es cementada para lograr la estabilidad del hueco y el aislamiento del mismo con respecto a las formaciones y fluidos en los

alrededores del pozo. Una vez posicionado, este es cañoneado en la zona de interés para permitir el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie⁴⁰.

La selección del revestimiento es de los aspectos más importantes en la perforación de un pozo, pues este determina el soporte del mismo respecto a las presiones de formación y esfuerzos presentes en las diferentes zonas del pozo. El casing debe tener especificaciones tales que permita conservar la integridad del pozo, realizar actividades de workover, maniobras de producción e incluso de profundización.

En actividades de mayor complejidad como la perforación offshore, específicamente refiriéndose a un pozo multilateral, la selección del revestimiento del pozo principal es un parámetro de especial importancia debido a que a partir de este se perforan los laterales y se produce el hidrocarburo contactado por cada uno de ellos, por lo que una falla en el casing podría bloquear la totalidad de la producción del pozo. Adicionalmente, los costos para la realización de una intervención de fondo offshore son elevados, por lo que se debe diseñar con un amplio margen de seguridad.

4.4.1 Consideraciones de asentamiento de la tubería de revestimiento⁴¹. El proceso de selección de las profundidades de asentamiento de los revestimientos se realiza a partir de la ventana del lodo y generalmente se lleva a cabo desde el fondo del pozo hacia la superficie. Adicionalmente, en formaciones poco consolidadas, se debe evaluar la profundidad la longitud de hueco abierto que el pozo puede tolerar sin presentar derrumbe. A continuación, se enlistan los pasos que se deben seguir para determinar las profundidades de asentamiento.

1. Construir la venta del lodo con base en las presiones de formación y de fractura.
2. A partir del valor máximo de densidad de lodo equivalente en el fondo del pozo, proyectar una línea vertical hasta interceptar la curva de densidad máxima del lodo,

⁴⁰ SÁNCHEZ, Wilson. Definición de una metodología para el diseño de revestidores en el Campo Tarapoa en el oriente ecuatoriano. Escuela Politécnica Nacional. Ecuador. 2014.

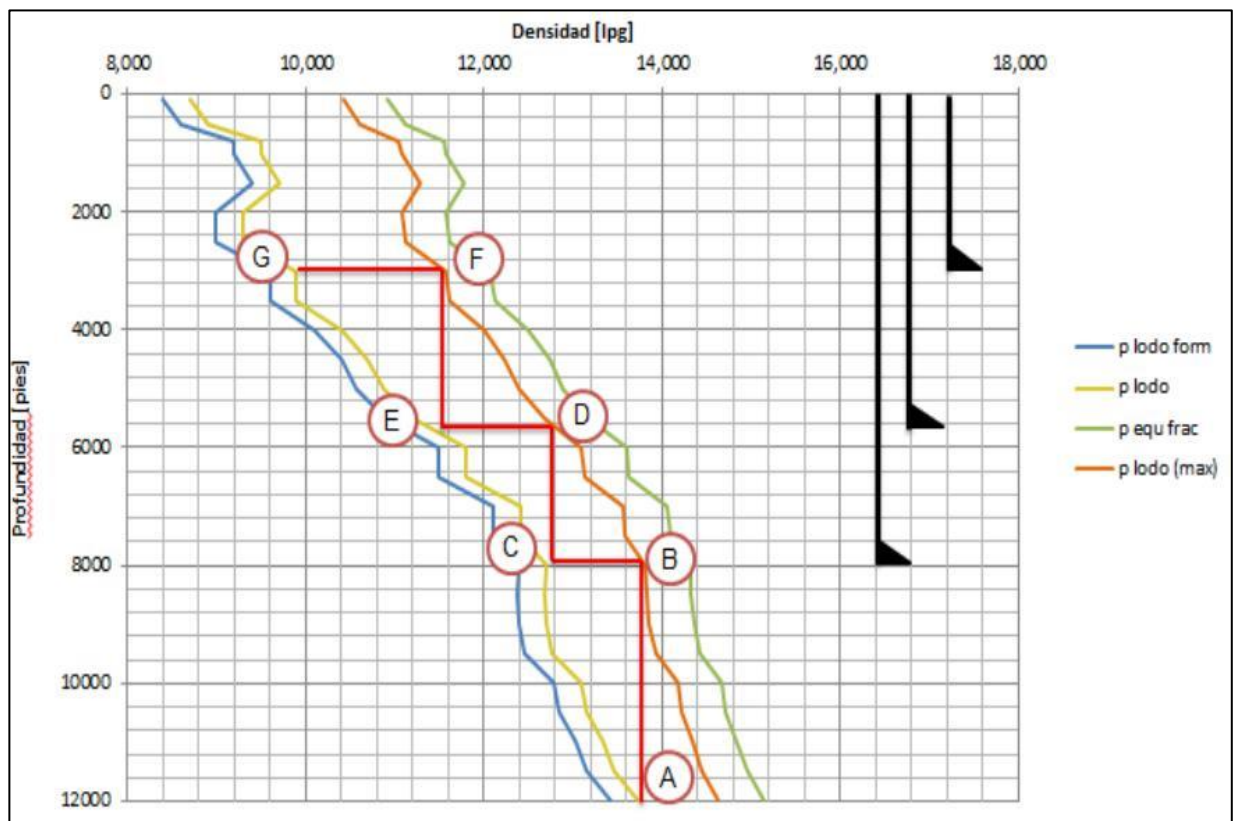
⁴¹ RENDON, Ulisses. Guía para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento. Instituto Politécnico Nacional. 2013.

es decir, el gradiente de fractura afectado por su margen de seguridad. La profundidad de esta intersección definirá el asentamiento del revestimiento intermedio más profundo.

3. Trazar una línea horizontal hasta cortar la curva de densidad mínima del lodo, es decir, el gradiente de formación afectado por su margen de seguridad. La densidad equivalente del lodo en esta intersección será la empleada para dicho revestimiento intermedio.

4. Repetir el paso 2 y 3 para las secciones suprayacentes hasta llegar al casing conductor.

Figura 34. Asentamiento de la tubería de revestimiento.



Fuente: RENDON, Ulisses. Guía para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento. Instituto Politécnico Nacional. 2013.

4.5 BOTTOM HOLE ASSEMBLY (BHA).

El ensamblaje de fondo de pozo (BHA) es una sección de la sarta de perforación que consta de varias herramientas y se ubica por debajo de la tubería de trabajo. Asimismo, entre las funciones que debe cumplir el BHA se encuentra suministrar el peso necesario sobre la broca para poder penetrar las rocas de manera efectiva, así como proporcionar la fuerza y estabilidad necesaria para evitar que la tubería de perforación se pandee o que el peso no se distribuya de forma equitativa. Además, este ayuda a maximizar el control direccional al proporcionar tanto rigidez como los instrumentos de precisión necesarios para dirigir la broca en la dirección correcta⁴². A continuación, se hablará de las herramientas que componen el conjunto de fondo de pozo con más detalle⁴³.

4.5.1 Heavy weight drill pipe. Es una tubería con mayor espesor de pared y acoples más largos en comparación con la tubería de trabajo, además cuenta con un refuerzo metálico externo en el centro del cuerpo del tubo. Dentro de sus funciones principales está servir como elemento de transición entre los collares de perforación y la tubería de trabajo. Adicionalmente, permite mantener la tubería de perforación rotando en tensión y previene el pandeo de la misma.

4.5.2 Collares de perforación. Son tubos de acero de gran espesor de pared ubicados en la parte inferior de la sarta de perforación. Dentro de sus funciones principales está proveer carga axial sobre la broca, mantener la tubería de trabajo en tensión y así prevenir el pandeo de la misma. Además, estos transmiten impulso y rigidez a medida que gira toda la sarta, para mantener la broca perforando de manera uniforme y constante.

⁴² OILFIELD TEAM [Sitio web]. Bottomhole Assembly. [Consultado 20 de Julio de 2020]. Disponible en: <https://oilfieldteam.com/en/a/learning/Bottomhole-Assembly>.

⁴³ ULTERRA [Sitio web]. Houston TX. Bottom Hole Assembly. [Consultado 20 de Julio de 2020]. Disponible en: <https://ulterra.com/downhole-tools/bottom-hole-assembly-101/>.

4.5.3 Estabilizadores. Es una sección de tubería con aletas o cuchillas con un diámetro similar al de la broca, cuya función es centralizar el conjunto de perforación dentro del pozo. Estas cuchillas pueden fijarse al cuerpo de la tubería o ser integradas en su superficie externa distribuidas a través de los collares de perforación, dependiendo de la forma de estabilización que se requiera. Entre sus funciones están mantener la dirección programada del pozo y estabilidad del mismo, evitar el pandeo de la sarta de perforación, concentrar el peso de la herramienta de fondo sobre la broca, mantener a distancia los collares de perforación de la pared del pozo para evitar su deterioro, prevenir el engrosamiento de la pared y mejorar el rendimiento de la broca.

4.5.4 Herramientas MWD y LWD. Son instrumentos que contienen componentes electrónicos y sensores complejos. Las herramientas MWD (Measurement While Drilling) miden y registran las propiedades físicas como la desviación y la profundidad del pozo durante el proceso de perforación. Mientras que las LWD (Logging While Drilling) utilizan componentes electrónicos y sensores que permiten registrar las propiedades de la roca y el fluido contenido. Estos equipos comunican estos datos a los dispositivos de monitoreo en superficie en tiempo real para que puedan ajustar el proceso de perforación con el fin de alcanzar los objetivos.

4.5.5 Motor de fondo. Son herramientas utilizadas para perforar pozos dirigidos o direccionales, las cuales constan de un estator y un rotor (similar a una bomba de cavidades progresivas) movidos por el fluido de perforación que se inyecta en fondo de pozo. Su función es convertir la energía hidráulica del flujo del lodo en energía mecánica que permite la rotación del trepano sin necesidad de ser transmitida desde superficie. A partir de esto, permite aumentar las revoluciones por minuto en la broca y direccionar la trayectoria planificada del pozo.

4.5.6 Broca de perforación⁴⁴. Las brocas de perforación son instrumentos que se encuentran ubicadas en la inferior de la sarta, la cuales cuentan con elementos cortantes que sirven para adentrarse en las formaciones, con el objetivo de contactar la zona productora. La adecuada selección de la broca permite disminuir los tiempos de perforación debido a que incrementa la velocidad de penetración y reduce la cantidad de viajes para realizar el cambio de la misma. De acuerdo a su diseño, estas se clasifican como tricónicas y de cortadores fijos. A continuación, se hablará de cada una de estas con más detalle.

4.5.6.1 Brocas tricónicas. Este tipo de brocas han sido las más empleadas en operaciones de perforación debido a que cuentan con una gran variedad de diseños de cortadores y cojinetes que permiten su uso en diferentes tipos de formación. Se caracterizan por la presencia de conos que rotan alrededor de sus ejes mientras que la broca lo hace en el fondo del pozo. De acuerdo a los tipos de cortadores, estas se clasifican como brocas de dientes de acero y de insertos de carburo de tungsteno. A continuación, se hablará de cada una de estas con más detalle.

Brocas de dientes de acero: Son las brocas más económicas del mercado. Estas se encuentran constituidas por dientes de acero forjados en un cono del mismo material. Usualmente se aplica en formaciones blandas a medias donde se alcanzan altas velocidades de perforación y se tiene buena estabilidad. Sin embargo, se debe tener en cuenta que los dientes se desgastan más rápido.

Brocas de insertos de carburo de tungsteno: Son más costosas que las brocas de dientes de acero, pero los insertos resisten más el desgaste. Se constituyen por cortadores de carburo de tungsteno insertados a presión en orificios calibrados sobre el cono. Además, cuentan con una acción de corte menos agresiva y se aplican en formaciones duras a muy duras en donde las velocidades de perforación son bajas y cuyo mecanismo de corte es por impacto y fractura de la formación.

⁴⁴ RAMOS, Jorge. Estado del arte de brocas de perforación. Grupo de investigación en perforación. Universidad de América. 2011.

4.5.6.2 Brocas de cortadores fijos. Este tipo de brocas se encuentran constituidas por un bloque sólido con cortadores soldados en la cabeza de la broca de tal forma que la perforación ocurre con la rotación de la misma. De acuerdo a los tipos de cortadores, estas se clasifican como brocas de diamantes policristalinos y de diamantes naturales. A continuación, se hablará de cada una de estas con más detalle.

Brocas de diamantes policristalinos: Son brocas de alto costo y con potencial de larga duración. Estas se encuentran constituidas por cortadores fabricados a partir de diamante artificial y carburo de tungsteno. Además, el mecanismo de corte es por cizallamiento, lo que permite perforar formaciones blandas a medianamente duras donde se alcanzan altas velocidades de perforación sin producir impacto en la roca. Este tipo de brocas no se utilizan en estructuras muy consolidadas y abrasivas debido a que los cortadores experimentan un desgaste mecánico excesivo por fricción.

Brocas de diamantes naturales: Son brocas muy costosas, pero de larga duración. Están constituidas por cortadores fabricados a partir de diamante natural impregnados en una matriz de carburo de tungsteno. El mecanismo de corte es por fricción o abrasión mecánica, lo que permite perforar formaciones de muy alta dureza en donde las velocidades de perforación no son tan altas como en las brocas de diamante policristalino.

4.6 TUBERÍA DE TRABAJO.

Son tubos de acero o aluminio empleados para conducir el fluido y transmitir rotación a la broca en las operaciones de perforación, completamiento y workover⁴⁵. Asimismo, existen criterios de selección que permiten escoger la tubería de perforación adecuada para el intervalo de interés. A continuación, se hablará tanto de las características especiales como de los criterios de selección con más detalle.

4.6.1 Características especiales de la tubería de trabajo⁴⁶. **Desgaste:** La tubería de trabajo puede clasificarse en tres grupos en función de su desgaste. Clase uno es una tubería nueva, es decir, nunca ha sido usada y se caracteriza por presentar una franja blanca. Clase premium es una tubería cuyo espesor de pared restante no debe ser inferior al 80% del espesor de pared especificado y se caracteriza por presentar dos franjas blancas. Clase dos es una tubería cuyo espesor de pared restante no debe ser inferior al 70% del espesor de pared especificado y se caracteriza por presentar una franja amarilla⁴⁷.

Diámetro: El diámetro de la tubería de trabajo puede variar entre 2-3/8 y 6-5/8 pulgadas. Sin embargo, uno de los calibres más empleados es 5 pulgadas.

Rango: La tubería de trabajo se encuentra catalogada en tres rangos según su longitud. El rango uno va desde 18 hasta 22 pies, el rango dos va desde 27 hasta 30 pies y el rango tres va desde 38 hasta 45 pies. Cabe resaltar que la longitud de tubería de perforación más habitual es la del rango dos.

⁴⁵ SCHLUMBERGER. Diseño de Sartas de Perforación Y de Herramientas de Fondo [Diapositivas]. [Consultado: 9 de Octubre de 2020]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/MagnusMG/14-diseo-de-sartas-de-perforacin-y-bha>.

⁴⁶ AVELINO, José. Tipos de torres de perforación y componentes básicos de la sarta de perforación [Video]. José Colombia. [Consultado de diciembre de 2020]. Disponible en: shorturl.at/ovLU4.

⁴⁷ ACOSTA, William & SALAZAR, Edwin. Optimización de procedimientos de inspección para tubería de perforación, tubería de producción y tubería de revestimiento de pozos utilizando ensayos no destructivos. Escuela politécnica Nacional. p. 210. 2007.

Grado: El grado de la tubería de trabajo describe la resistencia mínima a la cedencia del material. Los grados habituales son E-75, X-95, G-105 y S-135. Cabe destacar que los números indican la mínima resistencia a la cedencia en miles de libras.

Peso: El peso de la tubería de trabajo puede variar entre 4,85 y 27,70 libras por pie. Sin embargo, uno de los pesos más utilizados es 19,5 libras por pie.

4.6.2 Criterios de selección de la tubería de trabajo. Presión de colapso⁴⁸: Las cargas de colapso se generan producto de la presión ejercida por la columna del fluido de perforación que llena el espacio anular y que actúa sobre el exterior de la tubería de trabajo. Además, dado que la presión hidrostática es directamente proporcional a la profundidad, la presión de colapso sobre la tubería de perforación será máxima en fondo y mínima en superficie. Por lo tanto, el colapso de la tubería ocurre cuando están desbalanceadas las cargas externas e internas sobre la misma.

Para realizar el cálculo de la presión de colapso, se emplea la siguiente ecuación:

$$P_c = 0,052 \cdot TVD \cdot MW \cdot FS$$

Donde:

P_c : Presión de colapso, psi.

TVD : Profundidad vertical verdadera, ft.

MW : Peso del fluido de perforación, lb/gal.

FS : Factor de seguridad al colapso (1.1 – 1.15).

Tensión sobre la tubería⁴⁹: Las cargas de tensión se generan debido al esfuerzo al cual está sometida la tubería de trabajo producto del peso acumulado de la sarta de perforación. Además, debido a que el peso es directamente proporcional a la cantidad de tubería soportada, la tensión sobre la misma será máxima en superficie y a medida que se profundiza va decreciendo hasta que se anula en el punto neutro.

⁴⁸ ROCKSTONE RESEARCH. Diseño de la sarta de perforación. Capítulo 5. 2015.

⁴⁹ GALVÁN, José. Diseño de sarta de perforación. Universidad Autónoma de Tamaulipas. 2015.

Por lo tanto, si la tubería es demasiado débil para el peso que debe soportar, se debe cambiar el grado del acero con el objetivo de resistir las cargas de tensión.

Para evitar este tipo de adversidades, se establece por seguridad un valor de MOP (Margin Over Pull) para que, en caso de que se requiera tensionar toda la sarta de perforación para sacarla a superficie, esta no se desprenda en la sección más débil. Este valor de MOP usualmente oscila en un rango entre 50000 y 150000 libras. Asimismo, para realizar el cálculo de la tensión máxima que puede soportar la tubería, se emplea la siguiente ecuación:

$$T_{m\acute{a}x} = (W_{sarta} \cdot FB + MOP) \cdot FS$$

Donde:

$T_{m\acute{a}x}$: Tensión máxima que puede soportar la tubería, lb.

W_{sarta} : Peso de la sarta de perforación, lb.

FB : Factor de boyanza.

MOP : Margin Over Pull, lb.

FS : Factor de seguridad a la tensión (1.1 – 1.5).

4.7 COMPLETAMIENTO.

Considerando la clasificación mencionada en la sección 1.2.1, el completamiento de los laterales resulta un parámetro clave en la construcción de pozos multilaterales debido a que este permite optimizar la producción de cada una de los objetivos contactados ya que proporciona el aislamiento hidráulico, la conectividad y la integridad mecánica que requiere cada lateral conforme a su trayectoria, tipo de formación y fluido presente en la zona de interés.

5. DISEÑO DE UN POZO MULTILATERAL OFFSHORE EN LA CUENCA GUAJIRA OFFSHORE

5.1 SELECCIÓN DE LA HERRAMIENTA PARA EL DISEÑO DEL POZO.

5.1.1 Compass – Halliburton⁵⁰. El software computacional Compass, de la empresa Halliburton, es un aplicativo empleado en el diseño y planeación de pozos. Este tipo de herramienta cobra relevancia durante la perforación de pozos infill, desviados, horizontales y multilaterales. Entre sus funciones se encuentra la optimización de la trayectoria en función del costo, el torque y el arrastre. Además, cuenta con un sistema anticolidión ajustado según la técnica ICWSA, que calcula los errores en la trayectoria con un dispositivo direccional MWD, el cual permite una disminución en los tiempos no productivos, ya que genera alarmas cuando dos pozos se encuentran a una distancia crítica determinada por el usuario.

El programa cuenta con un sistema integrado de análisis de datos mediante el cual es posible construir planes de pozo y realizar un seguimiento en tiempo real durante la perforación. Por otra parte, este permite incluir las condiciones offshore como la lámina de agua, las condiciones metoceanicas y la selección de la plataforma. Adicionalmente, para llevar a cabo un diseño de pozo, es necesario especificar la estructura, estratificación y composición propia de las formaciones atravesadas. Asimismo, la adición del espesor de los estratos es una variable determinante para la definición de la inclinación planeada en la zona productora, debido a que de esta depende la efectividad del drenaje del área de interés.

El diseño de la trayectoria en Compass puede ser realizado mediante datos de survey reales de pozos ya perforados o especificar los parámetros clave en cada

⁵⁰ HALLIBURTON. Compass Software, Landmark software & service. Drilling and completion. 2013.

una de las secciones. Cabe resaltar que este cuenta con modelos matemáticos para calcular las trayectorias típicas que se pueden presentar en un pozo direccional.

5.1.2 DrillPlan – Schlumberger⁵¹. El software computacional DrillPlan surge como una solución para el diseño de planes enfocados a la construcción de pozos que permite acceder a todo el equipo a la información de estos. Por lo tanto, este programa cuenta con un sistema de automatización para producir programas de perforación de calidad con mayor velocidad. Adicionalmente, el sistema incluye flujos de trabajo circulares, por lo que los planes futuros se mejoran a partir de la experiencia de los pozos anteriores.

Dentro de las características que posee la herramienta está que integra flujos de trabajo que van desde el diseño de la trayectoria y el revestimiento, pasando por la selección del fluido de perforación y tipo de completamiento, hasta la planificación operativa y de costos. Además, la automatización del aplicativo permite simular una gran cantidad de escenarios hasta encontrar la mejor solución de diseño.

Respecto a las características enfocadas particularmente al diseño de pozos multilaterales, el software DrillPlan ofrece la posibilidad de disminuir el tiempo y el riesgo potencial durante el desarrollo del proyecto a través del uso de herramientas computarizadas, como el escaneo automatizado de trayectoria seguida por el pozo y anticollisión de los laterales, utilizando datos de trayectoria de un pozo offset⁵². De la misma forma, el programa permite la creación de múltiples escenarios, con lo que se podrían examinar distintos tipos de arreglos de laterales con el propósito de seleccionar el idóneo para las condiciones de operación propias del escenario de interés.

5.1.3 Herramienta seleccionada. Una vez expuestas tanto las características de los softwares Compass de Halliburton y DrillPlan de Schlumberger, es posible

⁵¹ SCHLUMBERGER. DrillPlan, coherent well construction planning solution. 2019.

⁵² SCHLUMBERGER. DrillPlan Solution Improves Well Planning Efficiency by More Than 50%, Williston Basin. 2018.

establecer que ambos ofrecen la posibilidad de desarrollar de forma apropiada un programa de perforación en tierra exitoso. Sin embargo, las condiciones del presente proyecto y, por ende, del caso de aplicación seleccionado exigen como requisito principal que la herramienta computacional permita efectuar dicho programa en condiciones de operación costa afuera.

El aplicativo seleccionado para la realización del presente trabajo es la herramienta Compass debido a que el caso de aplicación se encuentra localizado en offshore. Además, este programa computacional tiene la capacidad de construir gráficos de trayectorias de pozos y realizar un análisis anticolidión preciso. Por otra parte, se tiene la facilidad de implementar su aplicación ya que la escuela de ingeniería de petróleos cuenta con la licencia académica del mismo. Adicionalmente, se resalta que este software es uno de las más comúnmente utilizados para el diseño de pozos direccionales y multilaterales en campo. A continuación, en el Cuadro 2 se presentan algunos de estos proyectos reportados en la literatura.

Cuadro 2. Casos de aplicación de la herramienta computacional Compass.

No.	Nombre del proyecto	Año	Ubicación geográfica	Tipo de pozo
1	Elaboración de un plan direccional de perforación utilizando las tendencias de la formación, para un pozo en el área de San Martín en el campo A.	2018	Campo A, VMM	Pozo direccional
2	Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil.	2014	Campo conceptual	Pozo horizontal
3	Evaluación de la tecnología de perforación de pozos multilaterales aplicado al campo Colorado.	2012	Campo Colorado, VMM	Pozos multilaterales
4	Estudio de las mediciones suministradas por la herramienta MWD en varios pozos, para mejorar su posicionamiento dentro del radio del objetivo.	2011	Cuenca Oriente, Ecuador	Pozo direccional

Fuente: Autores.

5.2 UBICACIÓN PROSPECTO POZO MULTILATERAL UIS-OFF-MO1.

Teniendo en cuenta la limitada información con la que se cuenta de la exploración offshore en Colombia, se presenta un caso supuesto en el que se realizan algunas consideraciones a partir de la información que se ha recopilado de los proyectos costa afuera en los últimos años⁵³. En el presente proyecto de grado se plantea un pozo hipotético que estará ubicado en la provincia gasífera del Caribe Colombiano, específicamente en cercanías del pozo Orca-1 en el Bloque Tayrona en la Cuenca Guajira Offshore y que se denominará UIS-OFF-MO1. Esta elección se realiza debido a que la mayor parte de la data asequible del Caribe Colombiano se encuentra en dicha área. Ahora, dentro de los criterios de selección para la ubicación del pozo multilateral UIS-OFF-MO1 se encuentran los siguientes:

1. Ubicar el pozo en un área cercana al pozo Orca-1 que cuente con un potencial gasífero representativo, lo cual aumenta las probabilidades que el proyecto sea rentable.
2. Utilizar una lámina de agua similar a la de los pozos perforados en dicha área, teniendo en cuenta que esto permite realizar analogías de las condiciones operativas que se puedan presentar.
3. Definir una zona geográfica que cuente con la presencia de estructuras o condiciones geológicas que justifiquen la implementación de pozos multilaterales como los límites de no flujo, como una falla, o un yacimiento alargado.

La zona seleccionada para la perforación del pozo multilateral se encuentra en periodo de pruebas extensas, Sin embargo, según la información disponible, el

⁵³ MENDOZA, Dixon & HERNÁNDEZ, Nicolás. Análisis de problemas durante la perforación de formaciones con presencia de hidratos de gas en pozos offshore. Universidad Industrial de Santander. 2020.

proyecto de Orca podría estar en producción para el año 2024⁵⁴, por lo que esta zona puede representar un activo clave para la autosuficiencia gasífera del país. Por lo tanto, el proyecto de investigación se presenta como propuesta para el periodo de desarrollo del campo. Por otra parte, en el contrato de exploración y explotación del bloque Tayrona del 2004, se evidencia la disponibilidad del campo para explotación, una vez sea declarada la comercialidad del mismo, por un periodo de 24 años⁵⁵. Asimismo, en la resolución 0820 del año 2016, la compañía Petrobras International solicitó a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales la autorización para perforar un nuevo pozo denominado Orca-2, lo que quiere decir que esta tiene intenciones de continuar desarrollando esta area de la provincia gasífera colombiana, por lo que puede existir viabilidad para la elaboración de proyectos de desarrollo del campo a corto plazo.

Orca-1 es un pozo vertical localizado en el Bloque Tayrona, en la cuenca Guajira Offshore enmarcado en las coordenadas de latitud 12° 46' 57,4" en dirección norte y a una longitud de 71° 35' 49,2" en dirección oeste. Además, cuenta con una lámina de agua de 674 m y una profundidad perforada de 13910 ft⁵⁶. Asimismo, este pozo se construyó utilizando un buque de perforación.

Por su parte, el prospecto UIS-OFF-MO1 sería un pozo multilateral localizado en el Bloque Tayrona, en la cuenca Guajira Offshore, a 2950 ft en dirección noreste del pozo Orca-1, enmarcado en las coordenadas de latitud 12° 47' 17,89" en dirección norte y a una longitud de 71° 35' 28,15" en dirección oeste. Además, cuenta con una lámina de agua de 670 m y una profundidad perforada de 12550 ft para el pozo principal UIS-OFF-MO1 y el lateral UIS-OFF-MO1-L1, así como 13400 ft para el

⁵⁴ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL GAS NATURAL. Empresas afiliadas a Naturgas toman medidas para beneficiar a familias de bajos recursos. En línea. [Consultado: 09/02/2021]. Disponible en: <https://www.naturgas.com.co/sala-de-prensa?page=4>. 2020.

⁵⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato de exploración y explotación bloque Tayrona. 2004.

⁵⁶ ECOPETROL. GIRALDO, Alejandro. Ecopetrol anuncia primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del Caribe Colombiano. 2014.

lateral UIS-OFF-MO1-L2. Así como en el pozo Orca-1, se plantea el uso de un buque de perforación para la construcción de este pozo. A continuación, en la Figura 35 se presenta la ubicación de estos pozos tomada de Google Earth.

Figura 35. Ubicación geográfica de los pozos.



Fuente: Autores – Modificada de Google Earth.

5.3 CONDICIONES GEOLÓGICAS DEL BLOQUE TAYRONA EN LA CUENCA GUAJIRA OFFSHORE.

5.3.1 Estructura de la formación. El yacimiento objetivo de estudio se encuentra ubicado en el Bloque Tayrona, en donde se considera que existen arenas del oligoceno con posible acumulación de hidrocarburo entre los 12000 ft y 16000 ft de

profundidad, con presencia de fallas. Además, este cuenta con un potencial contenido de gas que oscila entre 0,7 y 0,94 TPC según estimaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Universidad Nacional⁵⁷.

El pozo multilateral UIS-OFF-MO1 se plantea localizarlo en dirección noreste respecto al pozo Orca-1 debido a que la cuenca Guajira Offshore presenta numerosas fallas según los estudios que se han realizado en los últimos años⁵⁸. Teniendo en cuenta que algunas de estas se encuentran localizadas en proximidades de la formación de interés, para el presente proyecto de investigación, se analizará la falla normal situada en esta dirección ubicada a una distancia aproximada de 1500 m⁵⁹. Adicionalmente, a partir de la información recopilada de la zona de estudio durante la revisión bibliográfica, se concluye que el yacimiento en el que se encuentra perforado el pozo Orca-1 posee una estructura alargada. Sin embargo, no se cuenta con suficiente información del rumbo de los estratos y por esto se asume una dirección de 45°.

Utilizando la información disponible de la zona de interés para el presente proyecto de grado, se plantea el diseño de un pozo multilateral para la etapa de desarrollo del campo, en el cual se evidencian algunas aplicaciones de este tipo de pozos, las cuales fueron mencionadas en la sección 3.2.2. Entre estas se encuentra la maximización de área de contacto con el yacimiento, técnica que ha permitido la perforación de pozos con sus respectivos laterales desde el inicio de la producción. Para esta aplicación se plantea el diseño de un pozo principal vertical y un lateral tipo J con un desplazamiento horizontal considerable, con lo que se pretende acelerar la producción del hidrocarburo contenido. Por otra parte, se propone la producción de un yacimiento satélite, en este caso, una sección de la formación

⁵⁷ LOPEZ, Alfonso. Orca, el pozo con el que comenzará la extracción offshore [Noticia]. Portafolio. 2019. [Consultado: 20 de Junio de 2020]. Disponible en: shorturl.at/mtyDZ.

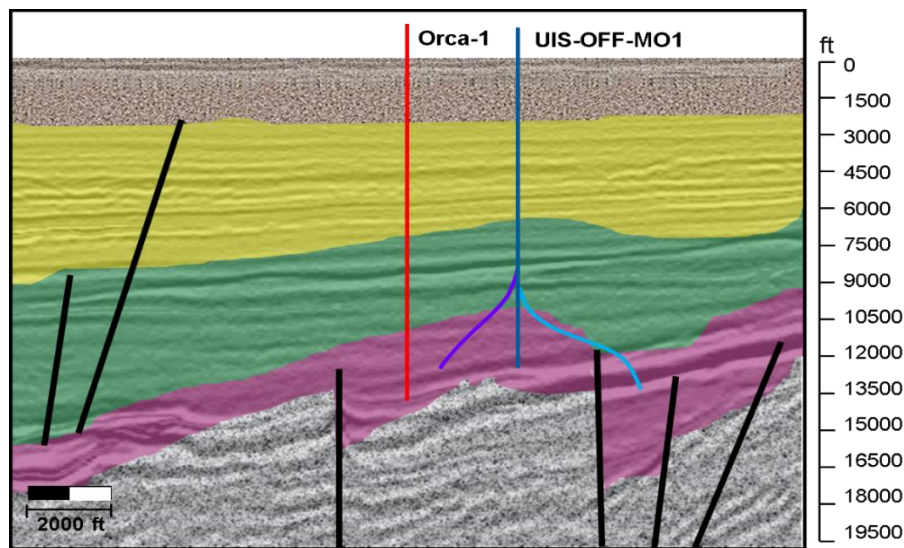
⁵⁸ VARGAS, Carlos; MONTES, Luis. ORTEGA, Carlos. Geología Estructural Y Estratigrafía Del Área Majayura (Guajira). Revista Academia Colombiana de Ciencia. 2012.

⁵⁹ OLAYA, Iván. Futuros descubrimientos de hidrocarburos en Colombia Offshore. Universidad de los Andes [Diapositivas]. Mansarovar Energy. 2020.

separada por un límite de no flujo, que requiere la perforación de un lateral adicional en dirección a la falla.

A continuación, en la Figura 36 se presenta una sísmica modificada de la sección transversal del área donde se encuentra ubicado el pozo Orca-1, así como donde se plantea el diseño del pozo multilateral UIS-OFF-MO1.

Figura 36. Sección transversal de la formación de interés.



Fuente: Modificada de OLAYA, Iván. Futuros descubrimientos de hidrocarburos en Colombia Offshore. Universidad de los Andes [Diapositivas]. Mansarovar Energy. 2020.

5.3.2 Sistema petrolífero. La cuenca Guajira Offshore cuenta con sistemas petrolíferos constituidos por rocas generadoras calcáreas del cretáceo superior, en donde se acumuló materia orgánica que dio lugar a la maduración de gas de origen termal. Estos hidrocarburos migraron hasta areniscas suprayacentes del oligoceno, quedando almacenados en las formaciones Siamaná y Guaralamai. Sobre estos estratos se encuentran las formaciones Uitpa y Jimol, pertenecientes al mioceno inferior, las cuales están compuestas por rocas que actúan como sello tales como limolitas y shales. Adicionalmente, la formación Castilletes, ubicada por encima de las anteriormente mencionadas, correspondiente a los períodos del mioceno medio

y superior, contiene un alto porcentaje de shale que también realiza la función sello⁶⁰. A continuación, en la Figura 37 se presenta la columna estratigráfica de la cuenca.

Figura 37. Columna estratigráfica de la cuenca Guajira Offshore.

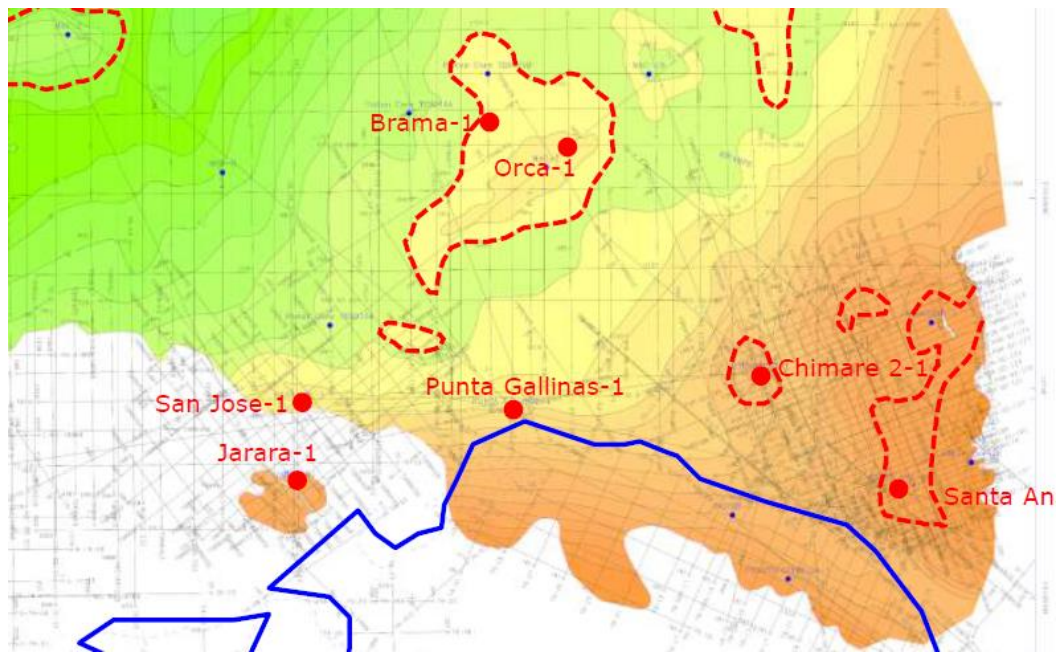
Período	Época	Pliso/Edad	Edad aprox. (Ma)	Unidades geológicas atravesadas	Litología				
Cuaternario	Holoceno	Superior	0.012	Formación Mongui					
		Medio	0.13						
	Pleistoceno	Calabriense	0.8						
		Gelasense	2						
Neógeno	Plioceno	Piacenziense	3	Formación Castilletes	Litología con puntos amarillos				
		Zancliense	4						
		Messiniense	5						
	Mioceno	Tortonense	7			Formación Jimol	Litología con bloques amarillos		
		Serravallense	12						
		Langhiense	14			Formación Uitpa	Litología con bloques amarillos		
		Burdigaliense	16						
		Aquitaniense	20						
		Oligoceno	Chattiense			23	Formación Siamana	Litología con puntos amarillos	
			Rupeliense			28			
Paleógeno	Eoceno	Priaboniense	34						
		Bartoniense	38						
		Luteciense	41						
		Ypresiense	48						
		Thanetiense	56						
	Paleoceno	Selandiense	59						
		Daniense	62						
		Maastrichtiense	66						
		Cretácico	Superior			Campaniense	72	Formación Guaralamai	Litología con puntos amarillos
						Santoniense	84		
Coniaciense	86								
Inferior	Turonense		90	Formación La Luna	Litología con bloques azules				
	Cenomaniense		94						
	Albiense	101	Formación Maraca	Litología con bloques azules					
	Aptiense	113							
	Barremiense	125	Formación Apón	Litología con bloques azules					
	Hauteriviense	129							
	Valanginiense	133							
Berriasiense	140	Formación Moina	Litología con bloques azules						
	145								
				Formación Palanz	Litología con bloques azules				

Fuente: GIRALDO, Camilo y RODRIGUEZ, Daniela. Evaluación de formaciones para un descubrimiento de gas seco en el Caribe Colombiano, incorporando soluciones inversas, a partir de respuestas a modelos numéricos y analíticos. Fundación Universidad de América. 2017.

⁶⁰ GARCIA, Mario; MIER, Ricardo & CRUZ, Luis. Evolución térmica de la Subcuenca de la baja Guajira Reporte contrato UIS-ANH. 2009.

Asimismo, la estratigrafía de una formación es un factor determinante en la perforación de pozos direccionales y, por lo tanto, en la configuración de un pozo multilateral. Para el caso de estudio, la formación productora cuenta con un estrato cuyo espesor neto es de aproximadamente 150 ft, con buena continuidad lateral, aunque con la presencia de fallas como se mencionó anteriormente. De este modo, en este tipo de formación es factible la implementación de un pozo multilateral que permita tanto incrementar la producción de hidrocarburo, contactando zonas alejadas de la misma formación, así como aumentar las reservas, llegando a secciones del yacimiento que estén separadas por fallas de no flujo. A continuación, en la Figura 38 se observa una vista superior de la formación productora.

Figura 38. Vista superior de la formación productora.



Fuente: OLAYA, Iván. Futuros descubrimientos de hidrocarburos en Colombia Offshore. Universidad de los Andes [Diapositivas]. Mansarovar Energy. 2020.

5.4 UNIDAD DE PERFORACIÓN DE POZO MULTILATERAL UIS-OFF-MO1.

5.4.1 Condiciones metoceánicas. Como se mencionó en el apartado 3.1.2, las estructuras offshore se enfrentan habitualmente a condiciones ambientales hostiles, también conocidas como condiciones metoceánicas. Por lo tanto, para el buen funcionamiento de las mismas, deben estudiarse los efectos de estos fenómenos y tenerlos en cuenta para su selección y diseño.

Uno de los factores metoceánicos son los vientos, los cuales gobiernan las grandes circulaciones oceánicas y se encargan de transferir momentum a la superficie del océano para producir corrientes marinas y olas. A partir de datos suministrados por el modelo estructural de NOAA-WWIII (National Oceanic And Atmospheric Administration - WaveWatch III), se puede observar que, en el Caribe Colombiano, se presenta una época seca durante el año entre los meses de Diciembre y Marzo caracterizada por vientos fuertes del sector noreste, así como lluvias débiles y escasas. Para los últimos días de dicha época se presentan las mayores intensidades de viento, llegando a los 14 m/s. Por otro lado, durante los demás meses del año se presentan vientos más débiles de orientación variable⁶¹.

Otro de los factores metoceánicos que afectan las estructuras offshore es el oleaje. Este se identifica como el parámetro más interesante y fuerza motriz de los procesos costeros. Es por esto que, a partir de datos suministrados por el modelo estructural de NOAA-WWIII, se puede observar que, en el Caribe Colombiano, la distribución del oleaje se encuentra asociada con la intensificación o debilitamiento de los vientos alisos del noreste, evidenciando un periodo de oleaje con mayor energía para la época seca y de transición con olas de hasta 3,6 m, así como un periodo de

⁶¹ CENTRO DE INVESTIGACIONES OCEANOGRÁFICAS E HIDROGRÁFICAS. Climatología del caribe, épocas climáticas en el litoral del Caribe Colombiano [En Línea]. 2019. [Consultado 25 de Octubre de 2020]. Disponible En: shorturl.at/hpGK5.

oleaje con menor energía para la época de lluvia menor y mayor con olas de por lo menos 0,2 m⁶².

Por último, las corrientes marinas completan este grupo de factores metoceánicos. Estas son consideradas parámetros fundamentales para el diseño de instalaciones de petróleo y gas en regiones oceánicas como el Mar del Norte y el Golfo de México, donde los valores podrían llegar hasta los 2 m/s. Sin embargo, no es el caso del pozo multilateral UIS-OFF-MO1, ya que en el Caribe Colombiano las corrientes superficiales máximas son del orden de 1 m/s⁶³.

5.4.2 Selección de la unidad de perforación. Para la perforación del pozo multilateral UIS-OFF-MO1 se utilizará una Unidad Móvil de Perforación Offshore (Mobile Offshore Drilling Unit - MODU) similar a la mostrada en la Figura 39, con la cual se perforó el pozo Orca-1. Esta unidad es el buque de perforación (Drilling ship) Ocean Clipper. Está diseñado para operaciones en aguas profundas y ultra profundas lejanas de la costa, ideal para operaciones con una columna de agua de hasta 2286 m (7500 ft) y una profundidad objetivo de 7620 m (25000 ft)⁶⁴. Opera mediante un sistema de posicionamiento dinámico compuesto por propulsores de azimut de orientación fija y variable, que funcionan basados en el procesamiento computacional de información de localización, proporcionada por satélite (tipo GPS).

⁶² DANIEL, Inger; HIGGINGS, Aldemar & AYALA, Cristian. Caracterización del régimen del viento y el oleaje en el litoral del departamento del Atlántico, Colombia. Boletín científico CIOH, 33: 231–244, 2015.

⁶³ RICHARDSON, P. Caribbean Current and eddies as observed by surface drifters. Deep Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography, 52(3-4), 429–463. 2005.

⁶⁴ WEBB, David. DP and Operability Capabilities of the Dynamically Positioned Drillship Ocean Clipper. IADC/SPE Drilling conference. 1998. IADC/SPE 39334.

Figura 39. Buque de perforación Ocean Clipper propuesto para la perforación del pozo multilateral UIS-OFF-MO1.



Fuente: WEBB, David. DP and Operability Capabilities of the Dynamically Positioned Drillship Ocean Clipper. IADC/SPE Drilling conference. 1998. IADC/SPE 39334.

5.5 ESTADO MECÁNICO DEL POZO PRINCIPAL UIS-OFF-MO1.

5.5.1 Ventana del lodo. Para el diseño del estado mecánico del pozo principal UIS-OFF-MO1, se analizó la información del estado mecánico existente del pozo Orca-1⁶⁵. A continuación, en el Cuadro 3 se presentan los datos de dicho pozo.

⁶⁵ PETROBRAS. Plan de Manejo Ambiental Pozo Exploratorio Orca - 01 - Área de Mayor Interés (AMI) Jarara, Área de Interés de Perforación Exploratoria (AIPE) Costa Afuera Jarara - Bloque Tayrona, Caribe Colombiano. AUTORIDAD DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA), 2016.

Cuadro 3. Información de las secciones del pozo Orca-1.

ORCA-1						
Sección	Profundidad Zapato (ft)	Espesor (ft)	Hueco	Casing	Liner	
			Diámetro (in)		Diámetro (in)	Colgador (ft)
1	318	318	42	36	-	-
2	3858	3540	26	22	-	-
3	5662	1804	22	-	18	3530
4	6449	787	18	-	16	2874
	9723	3274	14-3/4	13-5/8	-	-
5	11108	1385	12-1/4	-	11-7/8	9233
	12552	1444	10-5/8	9-5/8	-	-
6	13910	1358	8-1/2	-	7	11404

Fuente: PETROBRAS. Plan de Manejo Ambiental Pozo Exploratorio Orca - 01 - Área de Mayor Interés (AMI) Jarara, Área de Interés de Perforación Exploratoria (AIPE) Costa Afuera Jarara - Bloque Tayrona, Caribe Colombiano. AUTORIDAD DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA), 2016.

Para el planteamiento del pozo principal UIS-OFF-MO1 se tomó como referencia el pozo Orca-1 que cuenta con una columna de agua de aproximadamente 674 m (2211 ft). De este modo, el diseño del estado mecánico de este se realiza teniendo en cuenta la información de las densidades del lodo equivalente de formación del pozo Orca-1 reportada en el Cuadro 4, la cual sirve de base para realizar la ventana del lodo para el pozo principal UIS-OFF-MO1.

Cuadro 4. Densidades del lodo equivalente de formación del pozo Orca-1.

ORCA-1			
Sección	Profundidad TVDSS (ft)	Tipo de lodo	Densidad del lodo (lpg)
Lámina de agua	0-2211	-	-
1	2211-2530	Agua de mar	8,6
2	2530-6070	Agua de mar	9.0
3	6070-7874	Lodo base agua	10,4
4	7874-11936	Lodo base agua	11,8
5	11936-14764	Lodo base agua	13,6
6	14764-16121	Lodo base agua	13,9

Fuente: Ibíd.

La ventana del lodo del pozo principal UIS-OFF-MO1 se realiza a partir de los siguientes pasos que se enumeran a continuación:

1. Determinar la presión de sobrecarga a partir de la correlación de Eaton corregida por lámina de agua⁶⁶.
2. Debido a que no se cuenta con los valores de densidad equivalente de fractura para cada intervalo, estos se calculan a partir de la correlación propuesta por Hubert & Willys, que relaciona la presión de fractura con las presiones de formación y sobrecarga⁶⁷. Para determinar la presión en este caso, se utiliza la presión de formación calculada a partir de la densidad del lodo utilizada en el pozo Orca-1.
3. Se construye la ventana del lodo para el pozo multilateral UIS-OFF-MO1, asumiendo que el peso del lodo usado en cada intervalo corresponde a la densidad

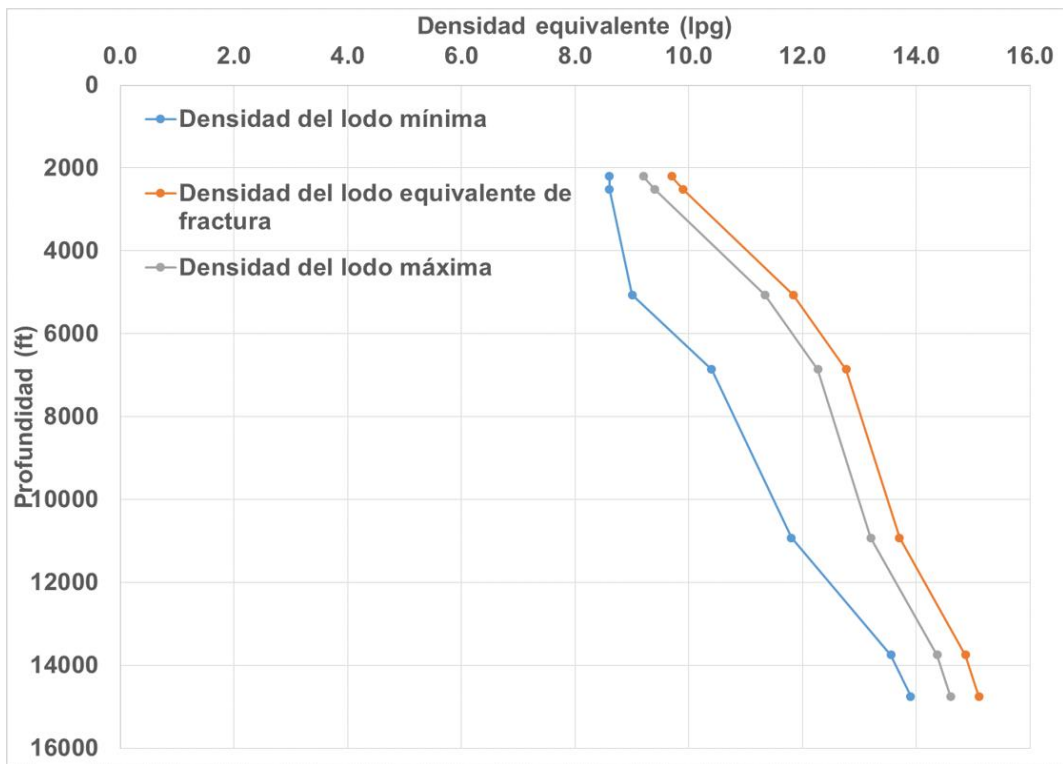
⁶⁶ RODRÍGUEZ, Franklig; González, Edgar & Hernández, Edwin. Cálculo de Geopresiones y Calibración de Ventanas Operacionales en Tiempo Real [Diapositivas]. Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, IAPG. 2015.

⁶⁷ ALMAZÁN HERNANDEZ, Guillermo. Hidráulica y control de pozos [En línea], Instituto Tecnológico superior de Coatzacoalcos, 2013. [Consultado 11 de diciembre de 2020]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/GuillermoAlmaznHernndez/presiones-de-formacin>.

del lodo mínima y el valor calculado con la correlación propuesta por Hubert & Willys al valor de densidad equivalente de fractura.

4. Las curvas para las densidades del lodo mínima y equivalente de fractura no están completas ya que los datos suministrados por el Cuadro 4 no se encuentran registrados hasta las mismas profundidades. Por lo tanto, para completarlas se llevan a cabo extrapolaciones lineales con el fin de terminar de construir la ventana del lodo para el pozo multilateral UIS-OFF-MO1. Finalmente, es necesario adicionar un factor de seguridad a cada curva de densidad del lodo. Sin embargo, para el caso de la curva de densidad del lodo mínima (curva azul) no será necesario debido a que estos valores fueron los planeados para la perforación del pozo Orca-1, es decir, se asume que ya cuentan con el factor de seguridad respecto a la densidad de formación. No obstante, para la curva de densidad equivalente de fractura (curva gris), se le restó un valor de 0,5 lpg (Figura 40).

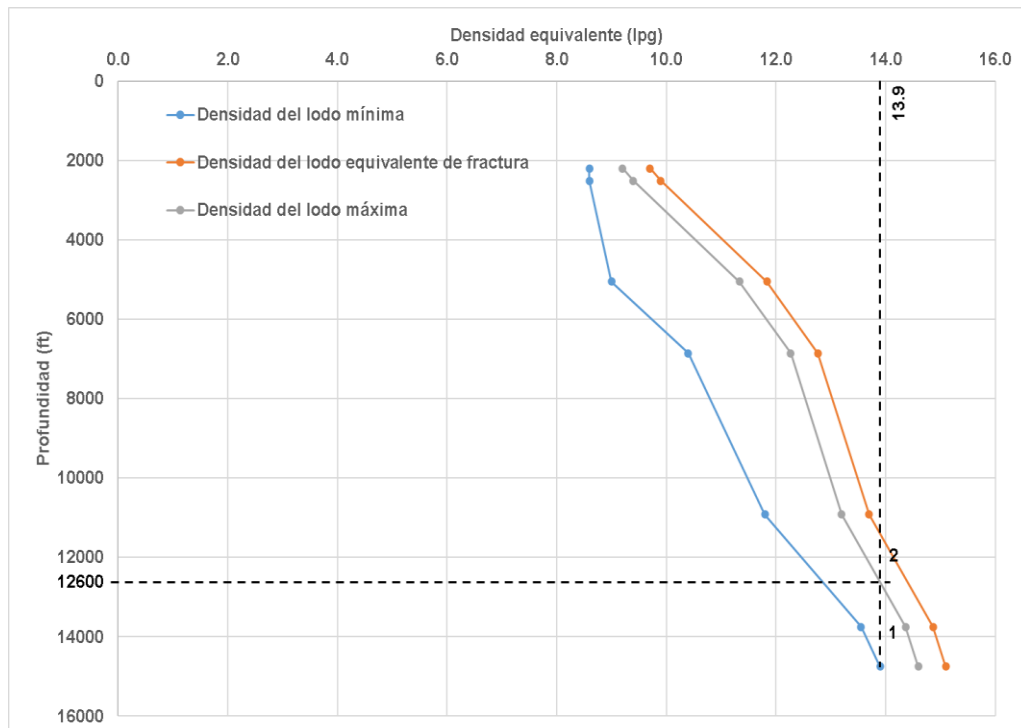
Figura 40. Ventana del lodo del pozo multilateral UIS-OFF-MO1.



Fuente: Autores.

5.5.2 Programa de revestimientos del pozo principal UIS-OFF-MO1. Para definir las profundidades de asentamiento de los revestimientos en el pozo principal UIS-OFF-MO1 se iniciará desde el fondo del pozo hasta superficie de modo que las profundidades de asentamientos estén dentro de los límites de las curvas que cuentan con factor de seguridad, es decir, la línea azul y gris. Se inicia en la parte inferior de la curva de densidad del lodo mínima en el punto 1 y se dibuja una línea vertical hacia arriba hasta la curva de densidad del lodo máxima en el punto 2⁶⁸ (Figura 41). La sección a perforar se establece entre 12600 ft y 14750 ft en TVD con un peso de lodo de 13,9 lpg sin riesgo de fracturar la formación; esta misma metodología se aplica para las otras secciones.

Figura 41. Selección de las profundidades de asentamiento de los revestimientos en el pozo principal UIS-OFF-MO1.

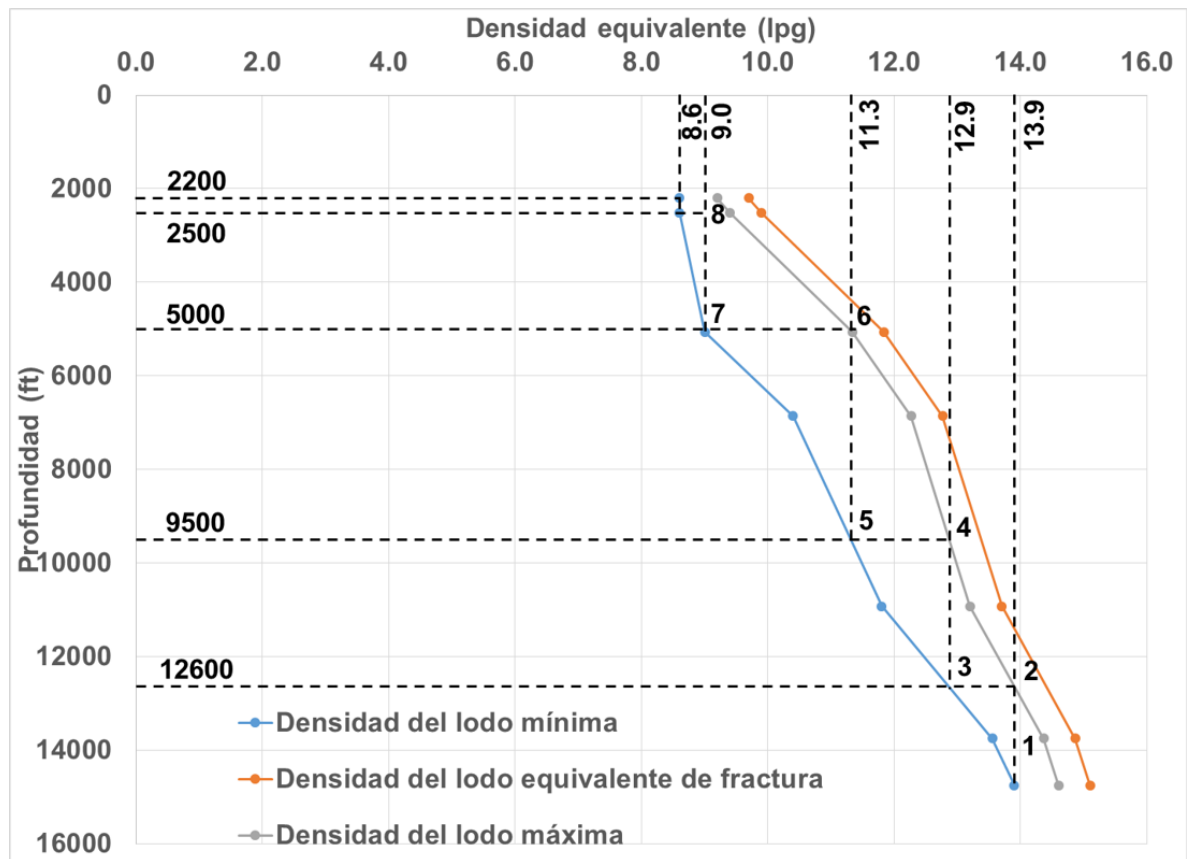


Fuente: Autores.

⁶⁸ BANDERAS, Oscar Y CISNEROS, Juan. Determinación de geopresiones para el asentamiento de tuberías de revestimiento. Instituto Politécnico Nacional. 2015.

El siguiente intervalo a ser perforado se determina dibujando una línea horizontal desde el punto 2 para intersecar la línea azul en el punto 3, en donde se lee la densidad del lodo para dicha sección. Luego, se dibuja una línea vertical desde el punto 3 hasta la línea gris en el punto 4, determinando así la profundidad inicial de dicha sección. Por lo tanto, el intervalo a perforar se encuentra comprendido entre 9500 ft y 12600 ft, con una densidad de lodo de 12,9 lpg. En este orden de ideas, se continúa con la misma idea sucesivamente hasta terminar como se observa en la Figura 42.

Figura 42. Profundidades de asentamiento de los revestimientos en el pozo principal UIS-OFF-MO1.



Fuente: Autores.

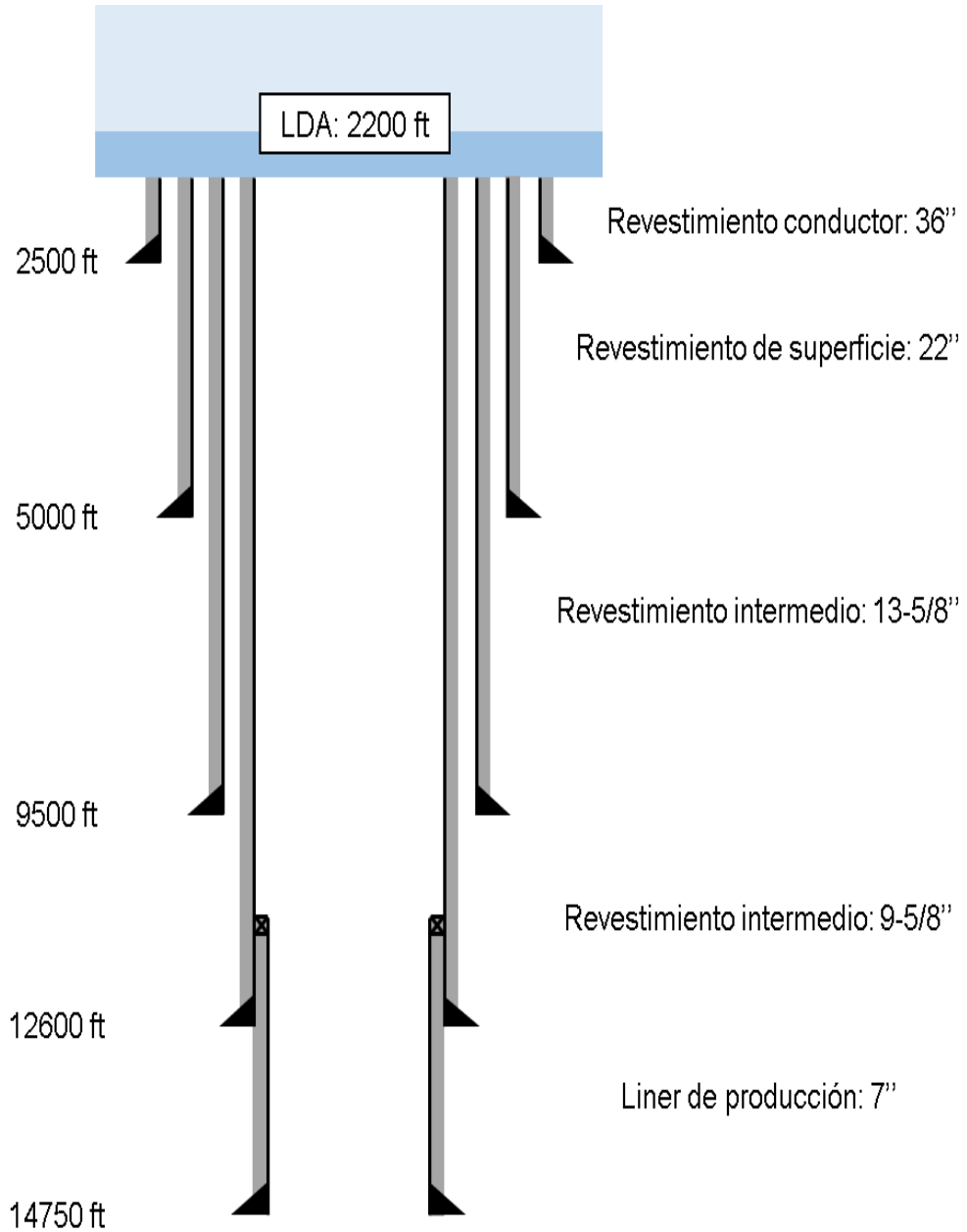
Una vez definidas las profundidades de asentamiento de los revestimientos de cada una de las secciones, se plantea la configuración del estado mecánico que tendrá el pozo principal UIS-OFF-MO1 (Survey en Anexo A), representado tanto en el Cuadro 5 como en la Figura 43.

Cuadro 5. Información de las secciones del pozo principal UIS-OFF-MO1.

UIS-OFF-MO1						
Sección	Profundidad Zapato (ft)	Espesor (ft)	Hueco	Casing	Liner	
			Diámetro (in)		Diámetro (in)	Colgador (ft)
1	300	300	42	36	-	-
2	2800	2500	26	22	-	-
3	7300	4500	16-1/2	13-5/8	-	-
4	10400	3100	12-1/4	9-5/8	-	-
5	12550	2150	8-1/2	-	7	10150

Fuente: Autores.

Figura 43. Estado mecánico del pozo principal UIS-OFF-MO1.



Fuente: Autores.

5.5.3 Programa de fluidos. En el Cuadro 6 se presenta el programa de fluidos por intervalo empleado para la perforación de cada una de las secciones del pozo principal UIS-OFF-MO1.

Cuadro 6. Programa de fluidos del pozo principal UIS-OFF-MO1.

Sección	Profundidad TVDSS (ft)	Tipo de lodo	Densidad del lodo (lpg)
Lámina de agua	0-2200	-	-
1	2200-2500	Agua de mar	8,6
2	2500-5000	Agua de mar	9,0
3	5000-9500	Lodo base agua	11,3
4	9500-12600	Lodo base agua	12,9
5	12600-14750	Lodo base agua	13,9

Fuente: Autores.

5.6 PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO PRINCIPAL UIS-OFF-MO1.

5.6.1 Programa de brocas del pozo principal UIS-OFF-MO1. En el Cuadro 7 se presenta el programa de brocas por intervalo empleado para la perforación de cada una de las secciones del pozo principal UIS-OFF-MO1.

Cuadro 7. Programa de brocas del pozo principal UIS-OFF-MO1.

Sección	Profundidad TVDSS (ft)	Tipo de broca	Diámetro (in)
Lámina de agua	0-2200	-	-
1	2200-2500	Tricónica	26
2	2500-5000	PDC	26
3	5000-9500	PDC	16-1/2
4	9500-12600	Insertos Diamante	12-1/4
5	12600-14750	Insertos Diamante	8-1/2

Fuente: Autores.

5.6.2 Revestimiento conductor (36’’). Esta sección se perfora con broca de 26’’ y se ensancha hasta 42’’. Se utiliza agua de mar de 8,6 lpg y una vez terminada la perforación, se baja y se cementa el revestimiento conductor de 36’’ a una profundidad estimada de 2500 ft (TVD SS).

5.6.3 Revestimiento de superficie (22’’). Esta sección se perfora con broca de 26’’. Se utiliza agua de mar de 9,0 lpg y una vez terminada la perforación, se baja y se cementa el revestimiento de superficie de 22’’ a una profundidad estimada de 5000 ft (TVD SS).

Una vez ha sido perforada la segunda sección, la operación offshore continua con la instalación de la BOP (Blow out preventer) sobre el cabezal del pozo. Posteriormente, en la sección 3, es necesario comunicar las BOP con la unidad de perforación. Este procedimiento se logra mediante el riser, que es una tubería de gran diámetro que permite el paso de la sarta de perforación por su interior.

5.6.4 Revestimiento intermedio (13-5/8’’). Esta sección se perfora con broca de 16-1/2’’. Se utiliza lodo base agua de alto rendimiento de 11,3 lpg y una vez terminada la perforación, se baja y se cementa el revestimiento intermedio de 13-5/8’’ a una profundidad estimada de 9500 ft (TVD SS).

5.6.5 Revestimiento intermedio (9-5/8’’). Esta sección se perfora con broca de 12-1/4’’. Se utiliza lodo base agua de alto rendimiento de 12,9 lpg y una vez terminada la perforación, se baja y se cementa el revestimiento intermedio de 9-5/8’’ a una profundidad estimada de 12600 ft (TVD SS).

5.6.6 Liner de producción (7’’). Esta sección se perfora con broca de 8-1/2’’. Se utiliza lodo base agua de alto rendimiento de 13,9 lpg y una vez terminada la perforación, se baja y se cementa el liner de producción de 7’’ a una profundidad estimada de 14750 ft (TVD SS).

5.6.7 Selección del Bottom Hole Assembly del pozo principal UIS-OFF-MO1. Para la perforación del pozo principal UIS-OFF-MO1 se toma como referencia un

BHA tipo para la perforación de un pozo vertical⁶⁹ como se muestra en el Cuadro 8. En cada una de las secciones se modifica el peso sobre la broca, por lo tanto, esta variación implica un cambio en la longitud del Drill Collar (DC) y Heavy Weight Drill Pipe (HWDP), las cuales son utilizadas para mantener en tensión a la tubería de trabajo. Adicionalmente, es necesario considerar el tipo de conexión de cada una de las tuberías en el diseño de la sarta, pues puede ser necesario el uso de crossover entre diferentes herramientas.

Cuadro 8. BHA tipo para la perforación del pozo principal UIS-OFF-MO1.

Cantidad	Componente	Longitud (ft)
1	Broca	0,82
1	NBS	5,50
-	DC	-
1	STB	5,50
-	DC	-
-	HWDP	-
1	JAR	30,00
-	HWDP	-
1	ACCELERATOR	30,00
-	HWDP	-

Fuente: Adaptado de: SANTOS, Oscar. Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos direccionales en la plataforma drago norte 2. Facultad de ingeniería en geología y petróleos. Instituto politécnico nacional. 2015.

Una vez realizado el cálculo del factor de rigidez, se obtiene un valor de 2,87 aproximadamente, es decir, no habría necesidad aparente de utilizar Heavy Weight Drill Pipe. Sin embargo, este valor obtenido es apenas inferior a 3 que es el valor

⁶⁹ SANTOS, Oscar. Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos direccionales en la plataforma drago norte 2. Facultad de ingeniería en geología y petróleos. Instituto politécnico nacional. 2015.

máximo recomendado para pozos críticos⁷⁰. Por lo tanto, se decide aplicar el peso sobre la broca con un 35% de Drill Collar y un 65% de Heavy Weight Drill Pipe, cuyos diámetros nominales son 6-1/2" y 5-1/2", con diámetros internos de 2" y 4" que corresponden a un peso nominal de 102,0 lb/ft y 46,66 lb/ft, respectivamente.

Esta decisión se toma teniendo en cuenta que, para las secciones direccionales, será necesario disminuir la rigidez de la sarta de perforación. Además, esto permite reducir la longitud de tubería de trabajo, facilitando su diseño y la selección de una tubería lo suficientemente resistente y menos costosa. En la el Cuadro 9 se presentan las longitudes tanto *Drill Collar* como de *Heavy Weight Drill Pipe* requeridas para suministrar el peso necesario sobre la broca para cada sección.

Cuadro 9. Longitud de Drill Collar y Heavy Weight Drill Pipe para perforar las secciones del pozo principal UIS-OFF-MO1.

Sección	Profundidad (ft)	Longitud de DC (ft)	Longitud de HWDP (ft)
Lámina de agua	2200	-	-
1	2500	94,50	360,00
2	5000	126,00	420,00
3	9500	189,00	750,00
4	12600	220,50	870,00
5	14750	220,50	780,00

Fuente: Autores.

5.6.8 Selección de la tubería de trabajo del pozo principal UIS-OFF-MO1. La selección de la tubería de trabajo empleada para la perforación de las secciones que componen el pozo principal UIS-OFF-MO1 se realiza a partir de los criterios de colapso y tensión mencionados en el apartado 3.6.2 del presente trabajo. A

⁷⁰ Diseño de sarta de perforación, [Anónimo]. Programa de entrenamiento acelerado para ingenieros supervisores de pozo, Schlumberger, 2014. Disponible en: [<https://es.slideshare.net/grupocetepicetepi/diseo-de-sarta-de-perforacin-cetepi>].

continuación, en el Cuadro 10 se presentan las presiones de colapso y tensiones sobre la tubería para cada una de las secciones, así como su correspondiente longitud de tubería de trabajo empleada. Cabe aclarar que para ambos criterios se hace uso de cierto factor de seguridad, para el caso de la presión de colapso es de 1,125; mientras que para tensión sobre la tubería se usa 1,2 adicional al margen over pull, que en este caso fue seleccionado con un valor de 100000 lb.

Cuadro 10. Presiones de colapso y tensiones sobre la tubería por secciones en el pozo principal UIS-OFF-MO1.

Sección	Longitud de tubería de trabajo (ft)	Presión de colapso (psi)	Tensión sobre la tubería (lb)
1	1980,00	996,14	199467,29
2	4410,00	2321,87	259061,01
3	8490,00	5612,31	361931,52
4	11460,00	8648,29	424644,68
5	13680,00	11123,89	459878,41

Fuente: Autores.

Teniendo en cuenta los criterios de colapso y tensión, se determina que la tubería de trabajo adecuada para realizar la perforación del pozo principal UIS-OFF-MO1 es la X-95 nueva de 5" de diámetro y 19,5 lb/ft de peso nominal. Esta se selecciona debido a que soporta tanto la presión de colapso, así como la tensión máxima sobre la tubería, calculada para la perforación de cada una de las secciones del pozo.

5.7 POZO BILATERAL PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DEL YACIMIENTO.

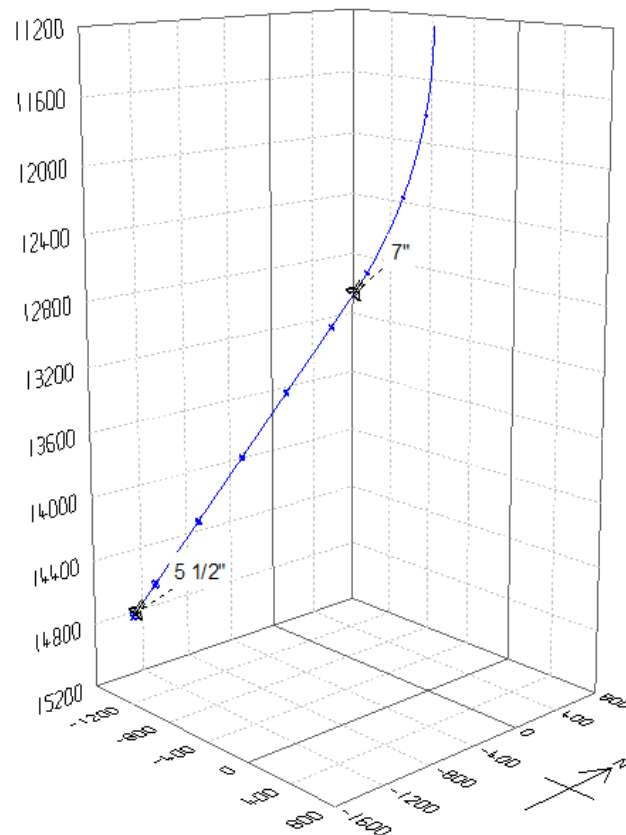
5.7.1 Selección de la trayectoria objetivo de los laterales. La selección de la trayectoria que seguirán los laterales se realiza con el objetivo de contactar la mayor cantidad de área del yacimiento, así como alcanzar determinados targets que pueden estar ubicados en la misma formación o secciones del yacimiento separadas por fallas. La selección adecuada de estas trayectorias permite disminuir el tiempo empleado para extraer el hidrocarburo de la formación, y extraer hidrocarburo remanente de compartimentos aislados. Una vez identificados los objetivos de perforación, utilizando el software Compass de Halliburton, el cual permite identificar el recorrido más viable para el diseño del pozo, se plantearon las trayectorias a seguir por cada uno de los laterales del pozo multilateral UIS-OFF-MO1. Para el diseño de estas trayectorias, se plantearon secciones de construcción y caída de ángulo con un BUR menor a 6° , es decir, pozos de radio largo y un ángulo máximo de inclinación menor a 45° , con el objetivo de minimizar los problemas de estabilidad, debidos a altas inclinaciones, durante la perforación. Adicionalmente, teniendo en cuenta el propósito del proyecto y la información existente del área de interés, la cual indica que el yacimiento cuenta con una estructura alargada, se plantea un pozo multilateral con dos laterales opuestos.

La configuración seleccionada es de dos laterales opuestos, un lateral tipo “J” (UIS-OFF-MO1-L1), con el cual se pretende contactar la formación productora en el mismo estrado que está ubicado el pozo principal, a una distancia horizontal determinada que permita acelerar la producción del hidrocarburo contenido en el yacimiento sin alcanzar inclinaciones muy pronunciadas; y un lateral tipo “S” (UIS-OFF-MO1-L2), con el objetivo de contactar dos secciones de la formación, la primera se encuentra en el yacimiento principal, a una distancia horizontal

considerable y la segunda se encuentra separada por una falla de no flujo, a una profundidad mayor que el yacimiento principal⁷¹.

La trayectoria esperada para el lateral UIS-OFF-MO1-L1 (Figura 44) es que se desprenda del revestimiento intermedio de 9-5/8" de diámetro a una profundidad de 11200 ft en dirección suroeste S 46° W y contacte la formación productora a una distancia horizontal de 2000 ft del pozo principal UIS-OFF-MO1. Este se caracteriza por poseer una zona de construcción de ángulo, con un valor de build up rate (BUR) aproximado de 2,2° / 100 ft, así como una sección de mantenimiento de ángulo, con una magnitud de 36,62° (Survey en Anexo B).

Figura 44. Trayectoria del lateral UIS-OFF-MO1-L1.

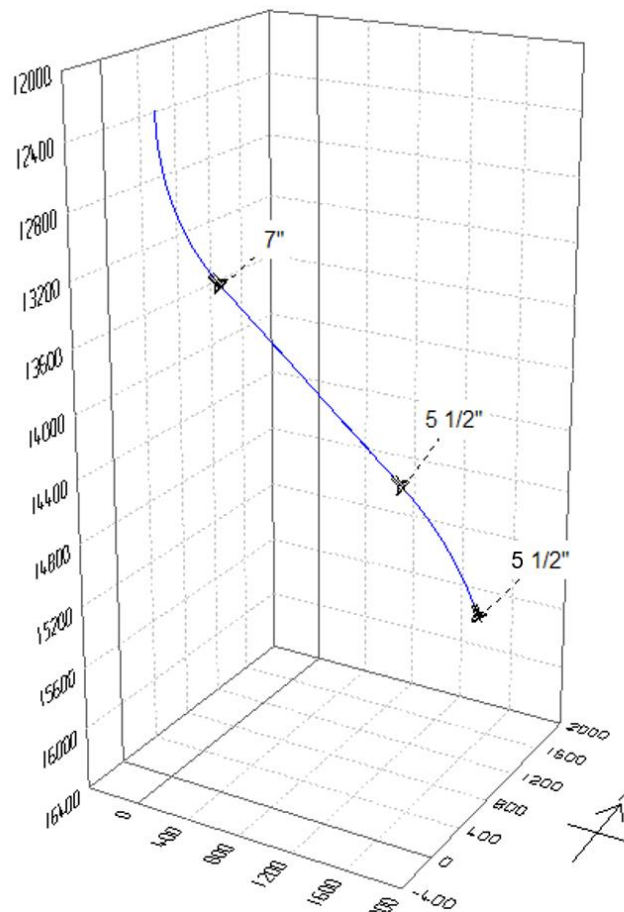


Fuente: Autores. Imagen del diseño del pozo capturada de Compass.

⁷¹ MUÑOZ, Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. Universidad Nacional Autónoma de México. p. 26-28. 2014.

Por su parte, la trayectoria esperada por el lateral tipo UIS-OFF-MO1-L2 (Figura 45) es que se desprenda del revestimiento intermedio de 9-5/8" de diámetro a una profundidad de 12250 ft en dirección noreste N 45° E y contacte la formación productora con un desplazamiento horizontal de 2100 ft del pozo principal UIS-OFF-MO1, finalizando con una inclinación de 20°. Este se caracteriza por poseer una zona de construcción de ángulo, con un valor de build up rate (BUR) aproximado de 3,65° / 100 ft, seguido de una sección de mantenimiento de ángulo, con una magnitud de 42,09° y finalizar con una zona de caída de ángulo, con un valor de build up rate (BUR) aproximado de -2,01° / 100 ft (Survey en Anexo C). Este tipo de lateral se selecciona debido a que en esta dirección se encuentra una falla normal que causa que la zona productora descienda aproximadamente 850 ft.

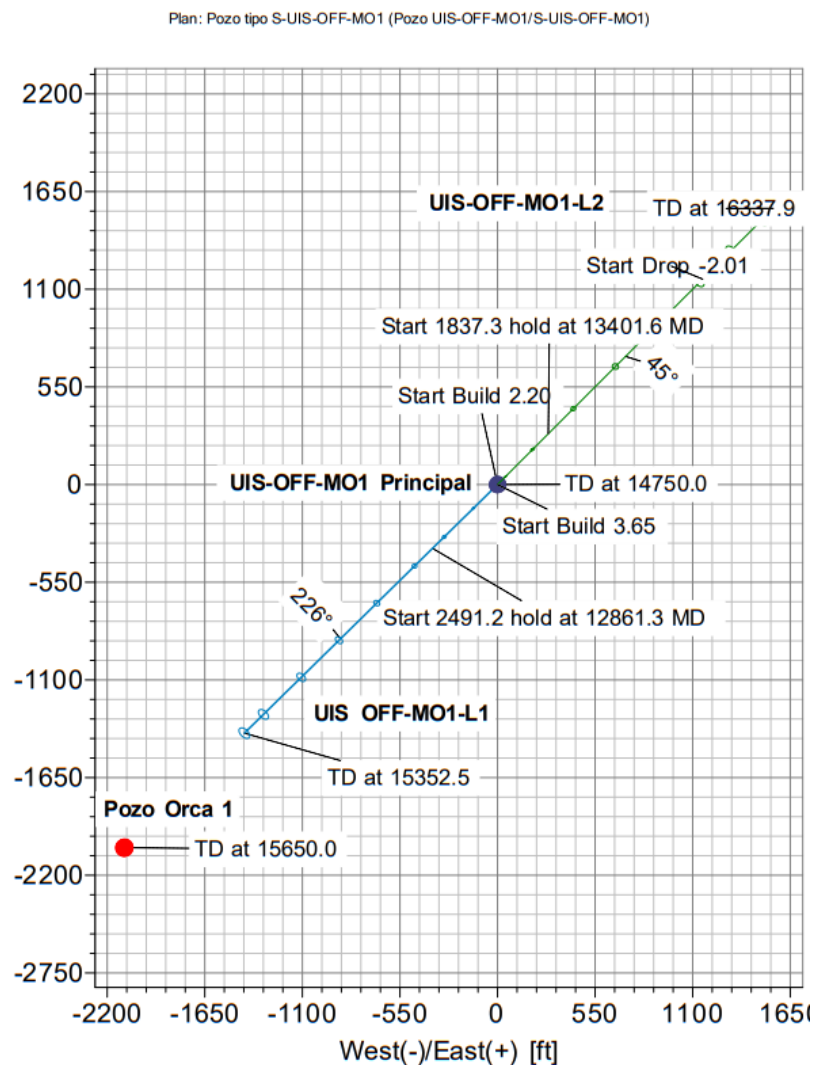
Figura 45. Trayectoria del lateral UIS-OFF-MO1-L2.



Fuente: Autores. Imagen del diseño del pozo capturada de Compass.

5.7.2 Análisis anticoliación. En la figura 46 se puede observar una vista de mapa donde se evidencia que no existe riesgo de colisión para el pozo multilateral UIS-OFF-MO1 debido a que el pozo más próximo es Orca-1, que se encuentra localizado a aproximadamente 1000 ft del lateral UIS-OFF-MO1-L1, distancia suficiente para que el módulo anticoliación del aplicativo COMPASS no reporte ninguna alarma por riesgo de colisión, considerando los errores típicos de la herramienta MWD.

Figura 46. Vista de mapa del pozo Orca-1 y del pozo multilateral UIS-OFF-MO1.



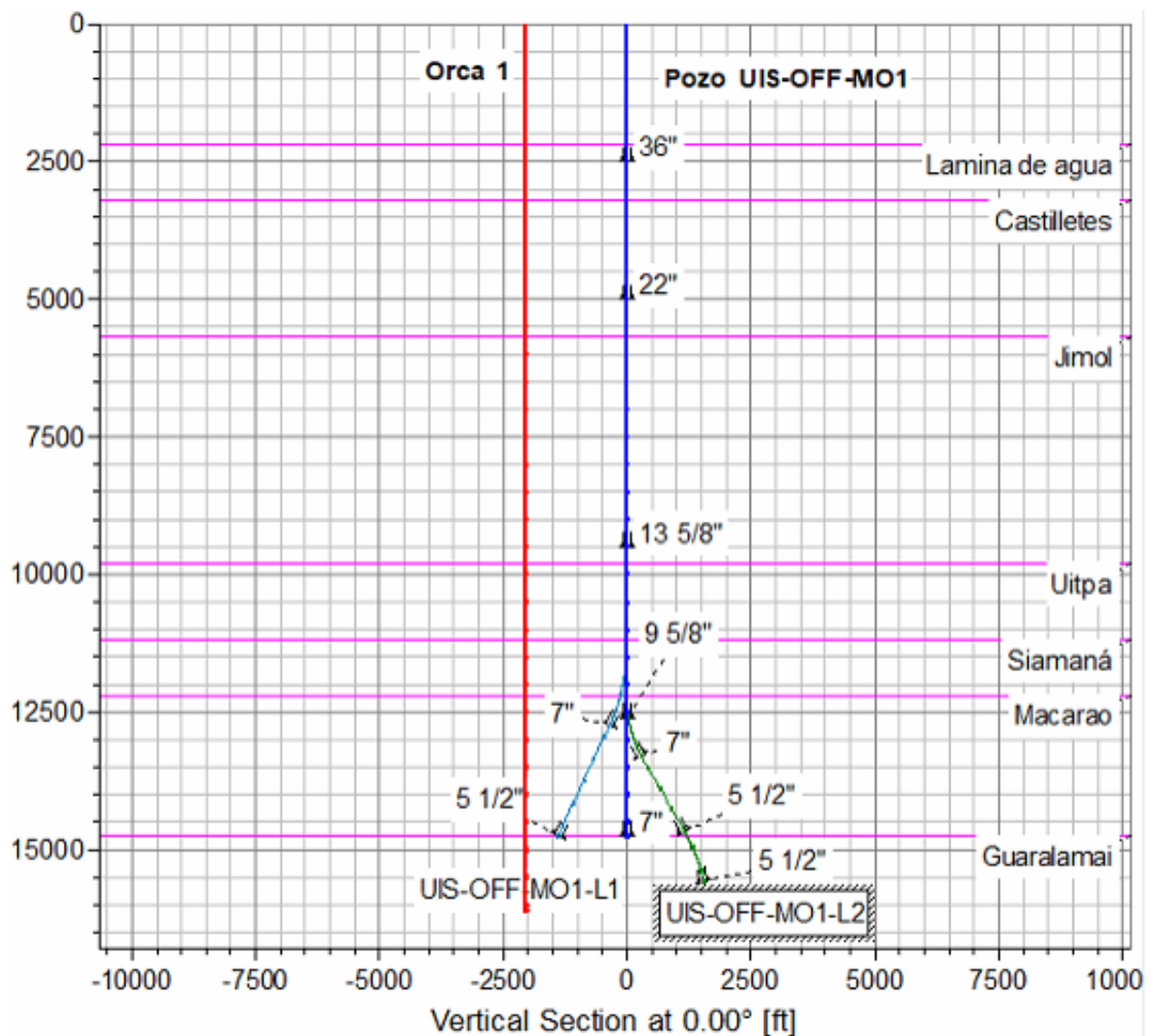
COMPASS 5000.15 Build 90

2/12/2021 7:10 PM

Fuente: Autores. Imagen del diseño del pozo capturada de Compass.

Para llevar a cabo el análisis anticolidión se utiliza un modelo matemático con el que cuenta el software Compass, denominado Campo de Referencia Geomagnético Internacional (IGRF) mediante el cual es posible determinar el error de medición asociado a la herramienta MWD. Adicionalmente, como factor de seguridad se tomó 1,5 veces el valor determinado por el modelo, el cual se recalcula para cada profundidad a medida que se perfora el lateral. Asimismo, en la Figura 47 se presenta una vista frontal que muestra que la trayectoria del pozo multilateral UIS-OFF-MO1 en la que se observa que no interfiere con la del pozo Orca-1.

Figura 47. Vista frontal del pozo Orca-1 y del pozo multilateral UIS-OFF-MO1.



Fuente: Autores. Imagen del diseño del pozo capturada de Compass.

5.7.3 Programa de fluidos de los laterales. En el Cuadro 11 y Cuadro 12 se presenta el programa de fluidos empleado para perforar cada una de las secciones de los laterales UIS-OFF-MO1 -L1 y UIS-OFF-MO1 -L2, respectivamente.

Cuadro 11. Programa de fluidos por intervalo del lateral tipo J UIS-OFF-MO1-L1.

Sección	Intervalo (ft)	Tipo de lodo	Densidad del lodo (lpg)
1	11200-12750	Lodo base agua	12,9
2	12750-14750	Lodo base agua	13,9

Fuente: Autores.

Cuadro 12. Programa de fluidos por intervalo del lateral tipo S UIS-OFF-MO1-L2.

Sección	Intervalo (ft)	Tipo de lodo	Densidad del lodo (lpg)
1	12250-12600	Lodo base agua	12,9
	12600-13300	Lodo base agua	13,9
2	13300-14665	Lodo base agua	13,9
3	14665-15600	Lodo base agua	13,9

Fuente: Autores.

5.7.4 Programa de brocas de los laterales. En el Cuadro 13 y Cuadro 14 se presenta el programa de brocas empleado para el diseño de los laterales UIS-OFF-MO1-L1 y UIS-OFF-MO1-L2, respectivamente.

Cuadro 13. Programa de brocas por intervalo del lateral tipo J UIS-OFF-MO1-L1.

Sección	Intervalo (ft)	Tipo de broca	Diámetro (in)
1	11200-12750	Insertos Diamante	8-1/2
2	12750-14750	Insertos Diamante	6-1/4

Fuente: Autores.

Cuadro 14. Programa de brocas por intervalo del lateral tipo S UIS-OFF-MO1-L2.

Sección	Intervalo (ft)	Tipo de broca	Diámetro (in)
1	12250-13300	Insertos Diamante	8-1/2
2	13300-14665	Insertos Diamante	6-1/4
3	14665-15600	Insertos Diamante	5

Fuente: Autores.

5.7.5 Selección del Bottom Hole Assembly de los pozos laterales. Para la perforación de los laterales, se toma como referencia un BHA tipo para pozos direccionales⁷², a partir del que se plantea la configuración mostrada en el Cuadro 15. Como se observa, este cuenta con un motor de fondo RSS para realizar la desviación del pozo sin interrupciones, ya que posee un sistema interno de direccionamiento. Además, se recomienda usar brocas bicéntricas ya que, junto con un sistema RSS, incrementa el calibre del agujero durante la perforación direccional. Cabe aclarar que, así como en el pozo principal, en cada sección de los laterales se modifica el peso sobre la broca, lo que implica un cambio en la longitud del DC y HWDP, las cuales son utilizadas para mantener en tensión a la tubería de trabajo.

Durante la perforación, se requiere ubicar una cuña de desviación o Whipstock en la profundidad a la que se busca perforar el lateral que se desprende del pozo principal. Esta herramienta se encuentra compuesta por una sección cóncava que se encarga de desviar la broca hacia una dirección específica, y una sección de anclaje, que puede funcionar de manera hidráulica y mecánica, manteniendo la herramienta en la profundidad deseada⁷³. Adicionalmente, se requiere un dispositivo de medición giroscópica para orientar correctamente la cara de la herramienta, lo que permite dirigir el lateral en la dirección correcta. Por otra parte, para la perforación de pozos multilaterales nuevos, se corren tuberías de revestimiento con ventanas precortadas, las cuales facilitan la construcción de los laterales, al disminuir la necesidad de moler la tubería de revestimiento.

Por último, se agregó una herramienta Well Commander en el BHA, la cual se utiliza para reducir la cantidad de energía del lodo que recibe el MWD, y así evitar que este último presente fallas por sobrecarga, principalmente en las zonas más profundas del pozo. Este dispositivo consiste en una válvula que recircula parte del fluido de

⁷² ROQUE, Alexander y VARGAS, Arquímedes. Experiencia de Geonavegación en el Pozo “CRÑ-1” utilizando el software especializado StarSteer, en el Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, Anzoátegui – Venezuela, Venezuela Geosteering School. 2018. [Disponible en: <https://bit.ly/3rqZjBG>].

⁷³ TECHMASTER OIL TOOLS. WHIPSTOCK, a Tech Master Product. 2020.

perforación antes de que este entre en contacto con el MWD, disminuyendo las velocidades de flujo y caudal que pasa por la misma⁷⁴.

Cuadro 15. BHA tipo para la perforación de los laterales UIS-OFF-MO1.

Cantidad	Componente	Longitud (ft)
1	Broca	0,75
1	RSS	12,50
1	MWD	21,50
-	DC	-
1	STB	5,50
-	DC	-
1	STB	5,50
-	HWDP	-
1	JAR	30,00
-	HWDP	-
1	ACCELERATOR	30,00
-	HWDP	-
-	DP	-
1	WELL COMMANDER	12,00
-	DP	-

Fuente: Adaptado de: ROQUE, Alexander y VARGAS, Arquímedes. Experiencia de Geonavegación en el Pozo “CRÑ-1” utilizando el software especializado StarSteer, en el Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, Anzoátegui – Venezuela, Venezuela Geosteering School.

El BHA presentado en el Cuadro 15 se plantea específicamente para la perforación de las zonas de construcción y caída de ángulo. Por otra parte, para llevar a cabo la perforación de las secciones de mantenimiento de ángulo, se realiza un ajuste la

⁷⁴ SCHLUMBERGER. Válvula de circulación de perforación activada por bola. En línea [Consultado: 10/02/2020], disponible en: <https://www.slb.com/completions/fluids-and-tools/wellbore-cleaning-tools/circulating-tools/well-commander-ball-activated-drilling-circulating-valve>.

configuración de la herramienta. Este consiste en la adición de dos estabilizadores, para obtener un total de cuatro, distribuidos a lo largo del BHA en el intervalo comprendido entre la herramienta direccional (MWD) y el martillo (JAR) de forma equidistantes.

El factor de rigidez calculado para los laterales es 2,87 aproximadamente, apenas inferior a 3. Sin embargo, por temas de seguridad, se decide aplicar el peso sobre la broca con un 20% de Drill Collar y un 80% de Heavy Weight Drill Pipe, cuyos diámetros nominales son 6-1/2” y 5-1/2”, con diámetros internos de 2” y 4” que corresponden a un peso nominal de 102,0 lb/ft y 46,66 lb/ft, respectivamente. A continuación, en el Cuadro 16 y Cuadro 17 se presentan las longitudes tanto de Drill Collar (DC) como de Heavy Weight Drill Pipe (HWDP) requeridas para suministrar el peso necesario sobre la broca para perforar cada una de las secciones de los laterales UIS-OFF-MO1-L1 y UIS-OFF-MO1-L2, respectivamente.

Cuadro 16. Longitud de Drill Collar y Heavy Weight Drill Pipe para perforar las secciones del lateral tipo J UIS-OFF-MO1-L1.

Sección	Profundidad (ft)	Longitud de DC (ft)	Longitud de HWDP (ft)
1	12750	157,50	1350,00
2	14750	157,50	1200,00

Fuente: Autores.

Cuadro 17. Longitud de Drill Collar y Heavy Weight Drill Pipe para perforar las secciones del lateral tipo S UIS-OFF-MO1-L1.

Sección	Profundidad (ft)	Longitud de DC (ft)	Longitud de HWDP (ft)
1	13300	189,00	1440,00
2	14665	157,50	1290,00
3	15600	157,50	1320,00

Fuente: Autores.

5.7.6 Selección de la tubería de trabajo de los pozos laterales. La selección de la tubería de trabajo se realiza a partir de los criterios de colapso y tensión, de la misma forma que para el pozo principal UIS-OFF-MO1. Además, teniendo en cuenta que se trata de una perforación direccional, se debe considerar el ángulo de desviación a la hora de realizar los cálculos del peso efectivo del BHA sobre la broca⁷⁵, así como la tensión que ejerce la sarta de perforación sobre la tubería de trabajo. A continuación, en el Cuadro 18 y Cuadro 19 se presentan las presiones de colapso y tensión sobre la tubería en los laterales UIS-OFF-MO1-L1 y UIS-OFF-MO1-L2, respectivamente. Así como su correspondiente longitud de tubería de trabajo empleada. Asimismo, el factor de seguridad empleado para el caso de la presión de colapso es de 1,125; mientras que para tensión sobre la tubería se usa 1,2 adicional al margen over pull de 100000 lb.

Cuadro 18. Presiones de colapso y tensiones sobre la tubería por secciones en el lateral tipo J UIS-OFF-MO1-L1.

Sección	Longitud de tubería de trabajo (ft)	Presión de colapso (psi)	Tensión sobre la tubería (lb)
1	11250,00	8522,72	421453,07
2	13890,00	11294,65	453638,95

Fuente: Autores.

Cuadro 19. Presiones de colapso y tensiones sobre la tubería por secciones en el lateral tipo S UIS-OFF-MO1-L2.

Sección	Longitud de tubería de trabajo (ft)	Presión de colapso (psi)	Tensión sobre la tubería (lb)
1	11670,00	8806,77	433771,94
2	13710,00	11148,29	451326,00
3	14760,00	12002,09	468100,91

Fuente: Autores.

⁷⁵ HERNANDEZ, Fabio. Aplicación de la teoría de perforación direccional. Universidad Autónoma de México. 2018.

A partir de los criterios de colapso y tensión, se determina que la tubería de trabajo adecuada para realizar la perforación cada una de las secciones de los laterales UIS-OFF-MO1-L1 y UIS-OFF-MO1-L2 es la X-95 nueva de 5" de diámetro y 19,5 lb/ft de peso nominal.

5.7.7 Selección del completamiento de los pozos laterales. La selección del completamiento del sistema multilateral se lleva a cabo teniendo en cuenta los objetivos que se desean alcanzar. Para el lateral UIS-OFF-MO1-L1, se pretende contactar la sección suroeste del yacimiento, con el objetivo de incrementar la producción del mismo, dado que se presume una formación con una estructura alargada. Por otro lado, el lateral UIS-OFF-MO1-L2 es propuesto con la finalidad de contactar una sección de la formación que se encuentra al noreste separada por una falla de tipo normal, la cual se supuso como un límite de no flujo para el propósito de la presente investigación. En este caso, a pesar de que la sección de la formación separada por la falla se encuentra aproximadamente 850 pies por debajo de la formación principal, se estima que esta cuenta con la misma presión de formación, ya que corresponde al mismo estrato.

Dado que los dos objetivos de perforación cuentan con la misma presión de formación, se determina que los laterales no requieren separación hidráulica con el pozo principal UIS-OFF-MO1. Sin embargo, dada la longitud y complejidad de la operación de este tipo de pozos en offshore, se propone utilizar un completamiento que cuente con integridad mecánica, es decir, Tipo IV según la clasificación TAML, es decir, tanto el hueco principal como los laterales cuentan con casing y cemento. Con la excepción que, para la sección final de ambos laterales, se propone completar únicamente con liner ranurado en la zona de interés. A continuación, en el Cuadro 20 y Cuadro 21 se presentan los tipos de completamiento seleccionados en los laterales UIS-OFF-MO1-L1 y UIS-OFF-MO1-L2, respectivamente.

Cuadro 20. Completamiento seleccionado para el lateral tipo J UIS-OFF-MO1-L1.

Sección	Intervalo (ft)	Completamiento	Diámetro (in)
1	11200-12750	Casing + cemento	7
2	12750-14750	Liner ranurado	5-1/2

Fuente: Autores.

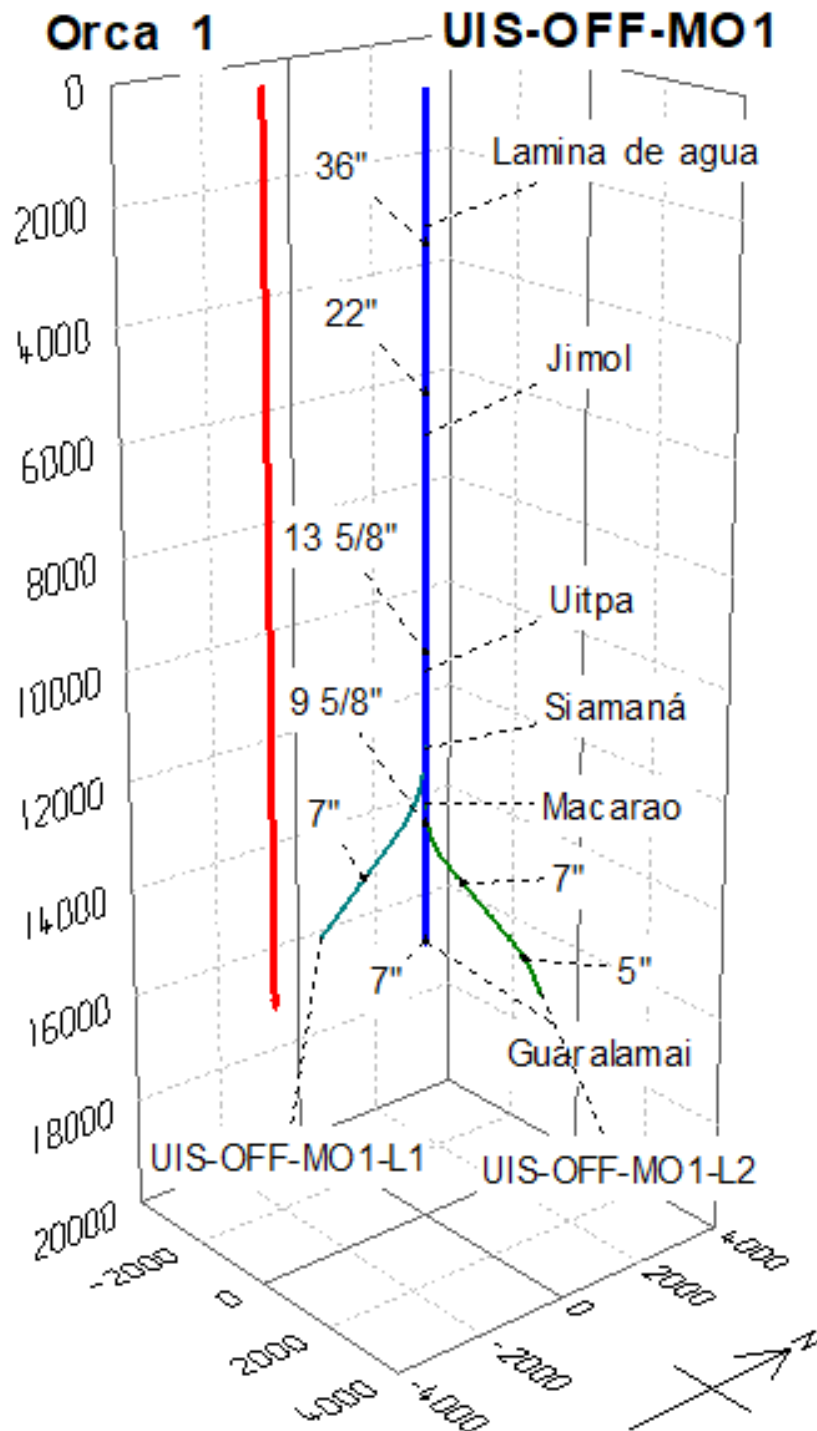
Cuadro 21. Completamiento seleccionado para el lateral tipo S UIS-OFF-MO1.

Sección	Intervalo (ft)	Completamiento	Diámetro (in)
1	12250-13300	Casing + cemento	7
2	13300-14665	Liner ranurado	5-1/2
3	14665-15600	Liner ranurado	5-1/2

Fuente: Autores.

En la Figura 48 se presenta la vista 3D del pozo multilateral UIS-OFF-MO1 y cada una de las secciones, incluyendo las formaciones presentes en la zona y el casing propuesto para cada sección.

Figura 48. Vista 3D del pozo Orca-1 y del pozo multilateral UIS-OFF-MO1.



Fuente: Autores.

6. CONCLUSIONES

- Se plantea perforar un pozo multilateral tipo doble lateral opuesto en la cuenca Guajira Offshore, Bloque Tayrona, hasta la formación Guaralamai cerca al pozo Orca-1, proyecto offshore sobre el cual el país tiene la expectativa a corto plazo de producir el gas para suplir las necesidades energéticas en todos los sectores, en especial en el residencial e industrial.
- La implementación de la perforación multilateral puede ser una alternativa adecuada para la zona de estudio una vez se encuentre en etapa de desarrollo, ya que las condiciones geológicas conocidas de la formación indican la posibilidad de incrementar la producción y área de drenaje, contactar compartimentos aislados y optimizar costos de operación.
- La tecnología multilateral, en comparación con otras alternativas de perforación offshore, ofrece los mejores rendimientos en cuanto a la relación costo-beneficio. Existe documentación de casos de aplicación exitosos tanto en pozos nuevos como campos maduros, por lo que se recomienda su uso siempre que las condiciones técnicas lo permitan y lo requieran.
- La zona offshore del Caribe Colombiano posee una geología compleja que cuenta con una gran cantidad de fallas y formaciones con potencial gasífero considerable, lo que viabiliza el uso de pozos multilaterales en zonas de interés que difícilmente son alcanzadas con métodos convencionales.
- La herramienta computacional Compass de Halliburton es muy útil para la planeación de pozos direccionales y multilaterales ya que cuenta con distintos modelos matemáticos que permiten realizar diseños teniendo en cuenta la mayor cantidad de parámetros que inciden en la operación.

7. RECOMENDACIONES

- Un conocimiento más preciso de la geología de formaciones offshore en Colombia, permitirá un mejor ajuste de los modelos multilaterales y la extensión de la metodología de diseño de este tipo de pozos a los prospectos en los cuales sea viable la ejecución de la etapa de desarrollo.
- Realizar una simulación del incremento en la producción que aporta la perforación de cada uno de los laterales en la zona de interés puede permitir una mejora en los diseños mediante la determinación del número de ramificaciones óptimas para el proyecto.
- Se debe profundizar en el uso académico y de investigación de la herramienta Compass, así como los demás aplicativos de la suite Landmark, de Halliburton, ya que estos cuentan con una gran cantidad de aplicaciones para el desarrollo de proyectos referentes a las diferentes etapas de la producción de hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA

ABOUZAR, Mirzaei & MOGHADASI, Jamshid. An overview to applicability of multilateral drilling in the Middle East Fields. Society of Petroleum Engineers. p.3. 2009.

ADAMS, Neal & KUHLMAN L. Shallow Gas Blowout Kill Operations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/21455-MS, 1991.

AGEITOS, Agustín. Sistema de anclaje y posicionamiento de buques y plataformas offshore. Universidad de La Laguna. 2015.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato de exploración y explotación bloque Tayrona. 2004.

ALMAZÁN HERNANDEZ, Guillermo. Hidráulica y control de pozos [En línea], Instituto Tecnológico superior de Coatzacoalcos, 2013. [Consultado 11 de diciembre de 2020]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/GuillermoAlmaznHernandez/presiones-de-formacin>.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL GAS NATURAL. Empresas afiliadas a Naturgas toman medidas para beneficiar a familias de bajos recursos. En línea. [Consultado: 09/02/2021]. Disponible en: <https://www.naturgas.com.co/sala-de-prensa?page=4>. 2020.

AVELINO, José. Tipos de torres de perforación y componentes básicos de la sarta de perforación [Video]. José Colombia. [Consultado de diciembre de 2020]. Disponible en: shorturl.at/ovLU4.

AYOKUNLE, Ajayi & HASHEM, Mohamed. Design Optimization Of Multilateral Wells In Heterogeneous Reservoirs. p. 25–28. <https://doi.org/10.2118/182764-Ms>. 2016.

BANDERAS, Oscar Y CISNEROS, Juan. Determinación de geopresiones para el asentamiento de tuberías de revestimiento. Instituto Politécnico Nacional. 2015.

BOSWORTH, Steve; EL-SAYED, Hussein; ISMAIL, Gamal; OHMER, Hervé; STRACKE, Mark; WEST, Chris & RETNANTO, Albertus. Key Issues In Multilateral Technology Drilling, Completing And Later Reentering Wells With Multiple Branches To Improve. *Oilfield Review*, 10(4), 14–28, 1998.

CAÑAMERO, Francisco. Análisis de Estructuras Offshore sometidas a la Acción del Oleaje mediante ANSYS, Capítulo 4. Escuela Técnica Superior de Ingenieros. 2010.

CENTRO DE INVESTIGACIONES OCEANOGRÁFICAS E HIDROGRÁFICAS. Climatología del caribe, épocas climáticas en el litoral del Caribe Colombiano [En Línea]. 2019. [Consultado 25 de Octubre de 2020]. Disponible En: shorturl.at/hpGK5.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 40295 del 7 de Octubre de 2020. Por la cual se establecen los criterios técnicos para la exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia. Título 1, artículo 4.

DANIEL, Inger; HIGGINGS, Aldemar & AYALA, Cristian. Caracterización del régimen del viento y el oleaje en el litoral del departamento del Atlántico, Colombia. *Boletín científico CIOH*, 33: 231–244, 2015.

Diseño de sarta de perforación, [Anónimo]. Programa de entrenamiento acelerado para ingenieros supervisores de pozo, Schlumberger, 2014. Disponible en: [<https://es.slideshare.net/grupocetepicetepi/diseo-de-sarta-de-perforacin-cetepi>].

DOWNTOWN, Geoff; KLAUSEN, Trond; HENDRICKS, Andy & PAFITIS, Demos. Nuevos rumbos en la perforación directiva rotacional. 2000.

ECOPETROL. GIRALDO, Alejandro. Ecopetrol anuncia primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del Caribe Colombiano. 2014.

ELYASI, Sadegh. Assessment and evaluation of degree of multilateral well's performance for determination of their role in oil recovery at a fractured reservoir in Iran. Egyptian Petroleum Research Institute. ELSEVIER. 2016.

FANG, H. & DUAN, M. Offshore Oil and Gas Drilling Engineering and Equipment. Offshore Operation Facilities, 141–340. doi:10.1016/b978-0-12-396977-4.00002-0, 2014.

GALLIVAN, J.; NEWITT, D.; & OLSEN, M. Quantifying The Benefits Of Multilateral Producing Wells. SPE 30441. 1995.

GALVÁN, José. Diseño de sarta de perforación. Universidad Autónoma de Tamaulipas. 2015.

GARCÍA, Domingo. Perforación direccional para pozos de hidrocarburos. Universidad Autónoma Agraria Antonio. 2015.

GARCIA, Mario; MIER, Ricardo & CRUZ, Luis. Evolución térmica de la Subcuenca de la baja Guajira Reporte contrato UIS-ANH. 2009.

GUIZA, Fabián & RIOS, María. Análisis de experiencias recientes en el tratamiento y disposición de residuos industriales de perforación de las operaciones costa afuera en el Caribe Colombiano. Universidad Industrial de Santander. 2018.

GUO, Yongfeng; JI, Shaojung; TANG, Changquan; LIM, Frank; ZHANG, Hui & CHING, Lishen. A Major Offshore Trial of a Free-Standing Mid-Depth BOP Drilling Riser System. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25768-MS. 2015.

HALLIBURTON. Compass Software, Landmark software & service. Drilling and completion. 2013.

HANNEGAN, Don. Case studies-Offshore managed pressure drilling. Weatherford intl. Proceedings SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1, 650–656. <https://doi.org/10.2523/101855-ms>, 2006.

HERNANDEZ, Fabio. Aplicación de la teoría de perforación direccional. Universidad Autónoma de México. 2018.

HILL A. D., ZHU D. & ECONOMIDES M. J., Multilateral Wells Book. Society of Petroleum Engineers. 2008.

INSTITUTO TÉCNICO DE LA ESTRUCTURA DEL ACERO. Sistemas Estructurales, Plataformas petrolíferas. Tomo 17. 2001.

JARDON, Mike; PAEZ, Rodrigo; SOTOMAYOR, Gabriel & UMUDJORO, Kenneth. Nuevos Aspectos De La Construcción De Pozos Multilaterales. Oilfield Review, 8(3), 56–75, 2003.

LOPEZ, Alfonso. Orca, el pozo con el que comenzará la extracción offshore [Noticia]. Portafolio. 2019. [Consultado: 20 de Junio de 2020]. Disponible en: shorturl.at/mtyDZ.

LYU, Zehao; SONG, Xianzhi & GENG, Li. A semi-analytical method for the multilateral well design in different reservoirs based on the drainage area. Journal

Of Petroleum Science And Engineering.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.024>. 2018.

LYU, Zehao; SONG, Xianzhi; GENG, Lidong & LI Gensheng. Optimization Of Multilateral Well Configuration In Fractured Reservoirs. Journal Of Petroleum Science And Engineering. p. 1153–1164.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.024>. 2019.

MAO, Liangyie; ZENG, Song & LIU, Qingyou. Dynamic mechanical behavior analysis of deep water drilling riser under hard hang-off evacuation conditions. Ocean Engineering, 183, 318-331. 2019.

MAO, Liangyie; ZENG, Song; LIU, Qingyou; WANG, Guorong & HE, Yufa. Dynamical mechanics behavior and safety analysis of deep water riser considering the normal drilling condition and hang-off condition. Ocean Engineering, 199, 106996. 2020.

MEDLEY, George. Shallow Water Flow Technology Update. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/8731-MS, 1998.

MENDOZA, Dixon & HERNÁNDEZ, Nicolás. Análisis de problemas durante la perforación de formaciones con presencia de hidratos de gas en pozos offshore. Universidad Industrial de Santander. 2020.

MEZA, Jorge & TORRADO, Jeferson. Estudio De La Formación De Hidratos Y Su Incidencia En La Producción De Hidrocarburos En Un Campo Offshore Colombiano. Universidad Industrial De Santander, 2018.

MITCHELL, Robert & MISKA, Stefan. Fundamentals of Drilling Engineering, Vol 12. Society of Petroleum Engineering. 2011.

MORALES, D; MONTOYA, S. & BERNAL, O. Assessment of extreme wind and waves in the Colombian Caribbean Sea for Offshore applications. Universidad Nacional de Colombia, 2017.

MUÑOZ, Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. Universidad Nacional Autónoma de México. p. 26-28. 2014.

NUR, Amos. BSR and Methane Hydrates: New Challenges for Geophysics and Rock Physics. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/8004-MS, 1996.

OILFIELD TEAM [Sitio web]. Bottomhole Assembly. [Consultado 20 de Julio de 2020]. Disponible en: <https://oilfieldteam.com/en/a/learning/Bottomhole-Assembly>.

OLAYA, Iván. Futuros descubrimientos de hidrocarburos en Colombia Offshore. Universidad de los Andes [Diapositivas]. Mansarovar Energy. 2020.

PEREZ, Andrea. Compass, setting the course [Presentación]. Landmark, Halliburton. 2018.

PETROBRAS. Plan de Manejo Ambiental Pozo Exploratorio Orca - 01 - Área de Mayor Interés (AMI) Jarara, Área de Interés de Perforación Exploratoria (AIPE) Costa Afuera Jarara - Bloque Tayrona, Caribe Colombiano. AUTORIDAD DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA), 2016.

PRAKASH, Thapa. Design of subsea tree. Centre for Risk, Integrity and Safety Engineering, Memorial University. Canada. 2016.

RAMOS, Jorge. Estado del arte de brocas de perforación. Grupo de investigación en perforación. Universidad de América. 2011.

RANGEL, Paola & AMAYA, Juan. Evaluación De La Tecnología De Perforación De Pozos Multilaterales Aplicado Al Campo Colorado [Tesis de grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas; 150 p, 2012.

RENDON, Ulisses. Guía para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento. Instituto Politécnico Nacional. 2013.

RICHARDSON, P. Caribbean Current and eddies as observed by surface drifters. Deep Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography, 52(3-4), 429–463. 2005.

ROCKSTONE RESEARCH. Diseño de la sarta de perforación. Capítulo 5. 2015.

RODRÍGUEZ, Franklig; González, Edgar & Hernández, Edwin. Cálculo de Geopresiones y Calibración de Ventanas Operacionales en Tiempo Real [Diapositivas]. Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, IAPG. 2015.

ROQUE, Alexander y VARGAS, Arquímedes. Experiencia de Geonavegación en el Pozo “CRÑ-1” utilizando el software especializado StarSteer, en el Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, Anzoátegui – Venezuela, Venezuela Geosteering School. 2018. [Disponible en: <https://bit.ly/3rqZjBG>].

RUEDA, Juan. Identification Of The Influence Of Convective Variations In The Generation Of Transient Loads And Their Hydromechanical Effect Over The Offshore Structures. Universidad Militar de Nueva Granada. 2017.

SÁNCHEZ, Wilson. Definición de una metodología para el diseño de revestidores en el Campo Tarapoa en el oriente ecuatoriano. Escuela Politécnica Nacional. Ecuador. 2014.

SANTOS, Oscar. Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos direccionales en la plataforma drago norte 2. Facultad de ingeniería en geología y petróleos. Instituto politécnico nacional. 2015.

SCHLUMBERGER. Diseño de Sartas de Perforación Y de Herramientas de Fondo [Diapositivas]. [Consultado: 9 de Octubre de 2020]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/MagnusMG/14-diseo-de-sartas-de-perforacin-y-bha>.

SCHLUMBERGER. DrillPlan Solution Improves Well Planning Efficiency by More Than 50%, Williston Basin. 2018.

SCHLUMBERGER. DrillPlan, coherent well construction planning solution. 2019.

SCHLUMBERGER. Válvula de circulación de perforación activada por bola. En línea [Consultado: 10/02/2020], disponible en: <https://www.slb.com/completions/fluids-and-tools/wellbore-cleaning-tools/circulating-tools/well-commander-ball-activated-drilling-circulating-valve>.

SMITH, Ken; GAULT, Allen; WITT, Dana & WEDDLE, Curtis. SubSea MudLift Drilling Joint Industry Project: Delivering Dual Gradient Drilling Technology to Industry. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 369–381. <https://doi.org/10.1306/3fef4c7b-1741-11d7-8645000102c1865d>, 2001.

SPEIGHT, James. Handbook of Offshore Oil and Gas Operation, Chapter 9: Environmental Impact. Subsea and Deepwater Oil and Gas Science and Technology. 257–303. doi:10.1016/b978-1-85617-558-6.00009-x. 2015.

TANAKA, Shoichi; OKADA, Yo & ICHIKAWA, Yuichiro. Offshore Drilling And Production Equipment, in Civil Engineering, [Eds. Kiyoshi Horikawa, and Qizhong Guo], in Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS), Developed under the

Auspices of the UNESCO, Eolss Publishers, Oxford, UK, [<http://www.eolss.net>], 2005.

TECHMASTER OIL TOOLS. WHIPSTOCK, a Tech Master Product. 2020.

ULTERRA [Sitio web]. Houston TX. Bottom Hole Assembly. [Consultado 20 de Julio de 2020]. Disponible en: <https://ulterra.com/downhole-tools/bottom-hole-assembly-101/>.

VARGAS, Carlos; MONTES, Luis. ORTEGA, Carlos. Geología Estructural Y Estratigrafía Del Área Majayura (Guajira). Revista Academia Colombiana de Ciencia. 2012.

VENTURA, Gerard. Estudio del comportamiento en la mar una plataforma tipo truss spar. Universidad Politécnica de Catalunya. Facultad de Náutica de Barcelona. Departamento de Ciencia e Ingeniería Náuticas. Barcelona. 2016.

WEBB, David. DP and Operability Capabilities of the Dynamically Positioned Drillship Ocean Clipper. IADC/SPE Drilling conference. 1998. IADC/SPE 39334.

ANEXOS

ANEXO A

	MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec. (ft)	Dogleg (°/100ft)
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	100	0	0	100	0	0	0	0
3	200	0	0	200	0	0	0	0
4	300	0	0	300	0	0	0	0
5	400	0	0	400	0	0	0	0
6	500	0	0	500	0	0	0	0
7	600	0	0	600	0	0	0	0
8	700	0	0	700	0	0	0	0
9	800	0	0	800	0	0	0	0
10	900	0	0	900	0	0	0	0
11	1000	0	0	1000	0	0	0	0
12	1100	0	0	1100	0	0	0	0
13	1200	0	0	1200	0	0	0	0
14	1300	0	0	1300	0	0	0	0
15	1400	0	0	1400	0	0	0	0
16	1500	0	0	1500	0	0	0	0
17	1600	0	0	1600	0	0	0	0
18	1700	0	0	1700	0	0	0	0
19	1800	0	0	1800	0	0	0	0
20	1900	0	0	1900	0	0	0	0
21	2000	0	0	2000	0	0	0	0
22	2100	0	0	2100	0	0	0	0
23	2200	0	0	2200	0	0	0	0
24	2300	0	0	2300	0	0	0	0
25	2400	0	0	2400	0	0	0	0
26	2500	0	0	2500	0	0	0	0
27	2600	0	0	2600	0	0	0	0
28	2700	0	0	2700	0	0	0	0
29	2800	0	0	2800	0	0	0	0
30	2900	0	0	2900	0	0	0	0

31	3000	0	0	3000	0	0	0	0
32	3100	0	0	3100	0	0	0	0
33	3200	0	0	3200	0	0	0	0
34	3300	0	0	3300	0	0	0	0
35	3400	0	0	3400	0	0	0	0
36	3500	0	0	3500	0	0	0	0
37	3600	0	0	3600	0	0	0	0
38	3700	0	0	3700	0	0	0	0
39	3800	0	0	3800	0	0	0	0
40	3900	0	0	3900	0	0	0	0
41	4000	0	0	4000	0	0	0	0
42	4100	0	0	4100	0	0	0	0
43	4200	0	0	4200	0	0	0	0
44	4300	0	0	4300	0	0	0	0
45	4400	0	0	4400	0	0	0	0
46	4500	0	0	4500	0	0	0	0
47	4600	0	0	4600	0	0	0	0
48	4700	0	0	4700	0	0	0	0
49	4800	0	0	4800	0	0	0	0
50	4900	0	0	4900	0	0	0	0
51	5000	0	0	5000	0	0	0	0
52	5100	0	0	5100	0	0	0	0
53	5200	0	0	5200	0	0	0	0
54	5300	0	0	5300	0	0	0	0
55	5400	0	0	5400	0	0	0	0
56	5500	0	0	5500	0	0	0	0
57	5600	0	0	5600	0	0	0	0
58	5700	0	0	5700	0	0	0	0
59	5800	0	0	5800	0	0	0	0
60	5900	0	0	5900	0	0	0	0

61	6000	0	0	6000	0	0	0	0
62	6100	0	0	6100	0	0	0	0
63	6200	0	0	6200	0	0	0	0
64	6300	0	0	6300	0	0	0	0
65	6400	0	0	6400	0	0	0	0
66	6500	0	0	6500	0	0	0	0
67	6600	0	0	6600	0	0	0	0
68	6700	0	0	6700	0	0	0	0
69	6800	0	0	6800	0	0	0	0
70	6900	0	0	6900	0	0	0	0
71	7000	0	0	7000	0	0	0	0
72	7100	0	0	7100	0	0	0	0
73	7200	0	0	7200	0	0	0	0
74	7300	0	0	7300	0	0	0	0
75	7400	0	0	7400	0	0	0	0
76	7500	0	0	7500	0	0	0	0
77	7600	0	0	7600	0	0	0	0
78	7700	0	0	7700	0	0	0	0
79	7800	0	0	7800	0	0	0	0
80	7900	0	0	7900	0	0	0	0
81	8000	0	0	8000	0	0	0	0
82	8100	0	0	8100	0	0	0	0
83	8200	0	0	8200	0	0	0	0
84	8300	0	0	8300	0	0	0	0
85	8400	0	0	8400	0	0	0	0
86	8500	0	0	8500	0	0	0	0
87	8600	0	0	8600	0	0	0	0
88	8700	0	0	8700	0	0	0	0
89	8800	0	0	8800	0	0	0	0
90	8900	0	0	8900	0	0	0	0

91	9000	0	0	9000	0	0	0	0
92	9100	0	0	9100	0	0	0	0
93	9200	0	0	9200	0	0	0	0
94	9300	0	0	9300	0	0	0	0
95	9400	0	0	9400	0	0	0	0
96	9500	0	0	9500	0	0	0	0
97	9600	0	0	9600	0	0	0	0
98	9700	0	0	9700	0	0	0	0
99	9800	0	0	9800	0	0	0	0
100	9900	0	0	9900	0	0	0	0
101	10000	0	0	10000	0	0	0	0
102	10100	0	0	10100	0	0	0	0
103	10200	0	0	10200	0	0	0	0
104	10300	0	0	10300	0	0	0	0
105	10400	0	0	10400	0	0	0	0
106	10500	0	0	10500	0	0	0	0
107	10600	0	0	10600	0	0	0	0
108	10700	0	0	10700	0	0	0	0
109	10800	0	0	10800	0	0	0	0
110	10900	0	0	10900	0	0	0	0
111	11000	0	0	11000	0	0	0	0
112	11100	0	0	11100	0	0	0	0
113	11200	0	0	11200	0	0	0	0
114	11300	0	0	11300	0	0	0	0
115	11400	0	0	11400	0	0	0	0
116	11500	0	0	11500	0	0	0	0
117	11600	0	0	11600	0	0	0	0
118	11700	0	0	11700	0	0	0	0
119	11800	0	0	11800	0	0	0	0
120	11900	0	0	11900	0	0	0	0

121	12000	0	0	12000	0	0	0	0
122	12100	0	0	12100	0	0	0	0
123	12200	0	0	12200	0	0	0	0
124	12300	0	0	12300	0	0	0	0
125	12400	0	0	12400	0	0	0	0
126	12500	0	0	12500	0	0	0	0
127	12600	0	0	12600	0	0	0	0
128	12700	0	0	12700	0	0	0	0
129	12800	0	0	12800	0	0	0	0
130	12900	0	0	12900	0	0	0	0
131	13000	0	0	13000	0	0	0	0
132	13100	0	0	13100	0	0	0	0
133	13200	0	0	13200	0	0	0	0
134	13300	0	0	13300	0	0	0	0
135	13400	0	0	13400	0	0	0	0
136	13500	0	0	13500	0	0	0	0
137	13600	0	0	13600	0	0	0	0
138	13700	0	0	13700	0	0	0	0
139	13800	0	0	13800	0	0	0	0
140	13900	0	0	13900	0	0	0	0
141	14000	0	0	14000	0	0	0	0
142	14100	0	0	14100	0	0	0	0
143	14200	0	0	14200	0	0	0	0
144	14300	0	0	14300	0	0	0	0
145	14400	0	0	14400	0	0	0	0
146	14500	0	0	14500	0	0	0	0
147	14600	0	0	14600	0	0	0	0
148	14700	0	0	14700	0	0	0	0
149	14750	0	0	14750	0	0	0	0

ANEXO B

	MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec. (ft)	Dogleg (°/100ft)
1	11200	0	0	11200	0	0	0	0
2	11300	2.2	225.55	11300	-1.3	-1.4	1.9	2.2
3	11400	4.41	225.55	11399.8	-5.4	-5.5	7.7	2.2
4	11500	6.61	225.55	11499.3	-12.1	-12.3	17.3	2.2
5	11600	8.82	225.55	11598.4	-21.5	-21.9	30.7	2.2
6	11700	11.02	225.55	11696.9	-33.6	-34.2	47.9	2.2
7	11800	13.23	225.55	11794.7	-48.3	-49.2	68.9	2.2
8	11900	15.43	225.55	11891.6	-65.6	-66.9	93.7	2.2
9	12000	17.63	225.55	11987.4	-85.5	-87.2	122.1	2.2
10	12100	19.84	225.55	12082.1	-108	-110.1	154.3	2.2
11	12200	22.04	225.55	12175.5	-133.1	-135.6	190	2.2
12	12300	24.25	225.55	12267.5	-160.6	-163.7	229.3	2.2
13	12400	26.45	225.55	12357.8	-190.6	-194.2	272.1	2.2
14	12500	28.65	225.55	12446.5	-223	-227.3	318.4	2.2
15	12600	30.86	225.55	12533.3	-257.7	-262.7	368	2.2
16	12700	33.06	225.55	12618.1	-294.8	-300.5	420.9	2.2
17	12800	35.27	225.55	12700.9	-334.1	-340.5	477.1	2.2
18	12861.3	36.62	225.55	12750.5	-359.3	-366.3	513.1	2.2
19	12900	36.62	225.55	12781.6	-375.5	-382.7	536.1	0
20	13000	36.62	225.55	12861.8	-417.2	-425.3	595.8	0
21	13100	36.62	225.55	12942.1	-459	-467.9	655.4	0
22	13200	36.62	225.55	13022.3	-500.8	-510.4	715.1	0
23	13300	36.62	225.55	13102.6	-542.6	-553	774.7	0
24	13400	36.62	225.55	13182.9	-584.3	-595.6	834.4	0
25	13500	36.62	225.55	13263.1	-626.1	-638.2	894	0
26	13600	36.62	225.55	13343.4	-667.9	-680.8	953.7	0
27	13700	36.62	225.55	13423.6	-709.7	-723.3	1013.3	0
28	13800	36.62	225.55	13503.9	-751.4	-765.9	1073	0
29	13900	36.62	225.55	13584.2	-793.2	-808.5	1132.6	0
30	14000	36.62	225.55	13664.4	-835	-851.1	1192.3	0
31	14100	36.62	225.55	13744.7	-876.8	-893.7	1251.9	0
32	14200	36.62	225.55	13824.9	-918.5	-936.2	1311.6	0
33	14300	36.62	225.55	13905.2	-960.3	-978.8	1371.2	0
34	14400	36.62	225.55	13985.5	-1002.1	-1021.4	1430.9	0
35	14500	36.62	225.55	14065.7	-1043.9	-1064	1490.5	0
36	14600	36.62	225.55	14146	-1085.6	-1106.6	1550.2	0
37	14700	36.62	225.55	14226.3	-1127.4	-1149.1	1609.8	0
38	14800	36.62	225.55	14306.5	-1169.2	-1191.7	1669.5	0
39	14900	36.62	225.55	14386.8	-1211	-1234.3	1729.1	0
40	15000	36.62	225.55	14467	-1252.7	-1276.9	1788.8	0
41	15100	36.62	225.55	14547.3	-1294.5	-1319.5	1848.4	0
42	15200	36.62	225.55	14627.6	-1336.3	-1362	1908.1	0
43	15300	36.62	225.55	14707.8	-1378	-1404.6	1967.7	0
44	15352.5	36.62	225.55	14750	-1400	-1427	1999.1	0

ANEXO C

	MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec. (ft)	Dogleg (°/100ft)
1	12250	0	0	12250	0	0	0	0
2	12300	1.83	45	12300	0.6	0.6	0.8	3.65
3	12400	5.48	45	12399.8	5.1	5.1	7.2	3.65
4	12500	9.14	45	12498.9	14.1	14.1	19.9	3.65
5	12600	12.79	45	12597.1	27.5	27.5	38.9	3.65
6	12700	16.45	45	12693.8	45.4	45.4	64.1	3.65
7	12800	20.1	45	12788.8	67.5	67.5	95.5	3.65
8	12900	23.76	45	12881.5	93.9	93.9	132.8	3.65
9	13000	27.41	45	12971.7	124.5	124.5	176	3.65
10	13100	31.07	45	13059	159	159	224.8	3.65
11	13200	34.72	45	13142.9	197.4	197.4	279.1	3.65
12	13300	38.38	45	13223.2	239.5	239.5	338.7	3.65
13	13401.6	42.09	45	13300.8	285.9	285.9	404.3	3.65
14	13500	42.09	45	13373.8	332.5	332.5	470.3	0
15	13600	42.09	45	13448	379.9	379.9	537.3	0
16	13700	42.09	45	13522.2	427.3	427.3	604.3	0
17	13800	42.09	45	13596.4	474.7	474.7	671.3	0
18	13900	42.09	45	13670.6	522.1	522.1	738.4	0
19	14000	42.09	45	13744.9	569.5	569.5	805.4	0
20	14100	42.09	45	13819.1	616.9	616.9	872.4	0
21	14200	42.09	45	13893.3	664.3	664.3	939.5	0
22	14300	42.09	45	13967.5	711.7	711.7	1006.5	0
23	14400	42.09	45	14041.7	759.1	759.1	1073.5	0
24	14500	42.09	45	14115.9	806.5	806.5	1140.6	0
25	14600	42.09	45	14190.1	853.9	853.9	1207.6	0
26	14700	42.09	45	14264.3	901.3	901.3	1274.6	0
27	14800	42.09	45	14338.5	948.7	948.7	1341.6	0
28	14900	42.09	45	14412.7	996.1	996.1	1408.7	0
29	15000	42.09	45	14486.9	1043.5	1043.5	1475.7	0
30	15100	42.09	45	14561.2	1090.9	1090.9	1542.7	0
31	15200	42.09	45	14635.4	1138.3	1138.3	1609.8	0
32	15238.9	42.09	45	14664.2	1156.7	1156.7	1635.8	0
33	15300	40.86	45	14710	1185.3	1185.3	1676.3	2.01
34	15400	38.85	45	14786.8	1230.6	1230.6	1740.4	2.01
35	15500	36.84	45	14865.7	1274	1274	1801.7	2.01
36	15600	34.83	45	14946.8	1315.4	1315.4	1860.3	2.01
37	15700	32.82	45	15029.9	1354.8	1354.8	1915.9	2.01
38	15800	30.81	45	15114.8	1392.1	1392.1	1968.7	2.01
39	15900	28.8	45	15201.6	1427.2	1427.2	2018.4	2.01
40	16000	26.79	45	15290.1	1460.2	1460.2	2065	2.01
41	16100	24.78	45	15380.1	1490.9	1490.9	2108.5	2.01
42	16200	22.77	45	15471.6	1519.4	1519.4	2148.8	2.01
43	16300	20.76	45	15564.5	1545.7	1545.7	2185.9	2.01
44	16337.9	20	45	15600	1555	1555	2199.1	2.01