

DISEÑO DE COMPLETAMIENTO NO CONVENCIONAL PARA SU  
IMPLEMENTACIÓN EN UN POZO EXPLORATORIO EN LAS FORMACIONES  
PORQUERO Y DEPÓSITOS GRAVITACIONALES (MTC) CON DIFERENTES  
GRADIENTES DE PRESIÓN EN EL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.

CRISTHIAN CAMILO PUENTES MORANTES  
LISSET MICHEL SANABRIA CASADIEGO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C.  
2020

DISEÑO DE COMPLETAMIENTO NO CONVENCIONAL PARA SU  
IMPLEMENTACIÓN EN UN POZO EXPLORATORIO EN LAS FORMACIONES  
PORQUERO Y DEPÓSITOS GRAVITACIONALES (MTC) CON DIFERENTES  
GRADIENTES DE PRESIÓN EN EL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.

CRISTHIAN CAMILO PUENTES MORANTES  
LISSET MICHEL SANABRIA CASADIEGO

Proyecto integral de grado para optar el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:  
LEANNY PERALTA  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C.  
2020

## NOTAS DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

Ing.

---

Ing.

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA**

Consejero Institucional

**Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

**Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ**

Vicerrector Administrativo y Financiero

**Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO**

Secretaria General

**Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN**

Decano de la Facultad de Ingenierías

**Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director de Programa de Petróleos

**Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento.

Estos corresponden únicamente a los autores.

## **DEDICATORIA**

Dedico este proyecto a mi madre Mariela Morantes, a quien debo todo lo que soy, a sus horas de dedicación y esfuerzo, a mi padre Genaro Puentes quien siempre me ha apoyado, a mis hermanos que siempre han estado pendientes de mi formación. A mis amistades más cercanas, Daniel Maestre, José Mora quienes dejaron marca en esta etapa de mi vida y Leonardo Higuera que siempre vivirá en nuestros corazones.

**CRISTHIAN CAMILO PUENTES MORANTES**

## **DEDICATORIA**

Gracias a mis padres, quienes con su amor incondicional y esfuerzo me apoyaron, aconsejaron y cuidaron siempre, a mis nonitos que son la luz de mis ojos, a mis hermanos Miguel y Paola por creer siempre en mí.

Te dedico esto a ti Jair, porque sé que estarías orgulloso de verme realizar mis sueños.

Todas las horas sin dormir, mi dedicación y sacrificio es sólo para ustedes, y por ustedes, gracias por estar en mi vida.

**LISSET MICHEL SANABRIA CASADIEGO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores del proyecto presentan sus más sinceros agradecimientos a:

Ingeniero de Petróleos Marco Antonio Toala Machoa, gerente de la empresa MT WT&C ENTERPRISE S.A.S., por abrirnos las puertas de su compañía, permitirnos participar en el proyecto y asesorarnos en el desarrollo del mismo.

Ingeniera de Petróleos Leanny Peralta, por brindarnos apoyo y su conocimiento para el desarrollo del proyecto.

Equipo de orientadores de la Fundación Universidad de América quienes nos asesoraron, y nos ayudaron a encontrar oportunidades ante las dificultades.

Fundación Universidad de América que en el proceso académico brindo conocimientos esenciales para el desarrollo del proyecto.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. MARCO TEÓRICO	23
1.1 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.	23
1.2 INFORMACIÓN GEOLÓGICA GENERALIZADA DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	23
1.2.1 Formación Porquero	25
1.2.2 Complejos de Transporte en Masa	27
1.3 POZO EXPLORATORIO	27
1.4 PRUEBAS DST	27
1.4.1 Tipos de Pruebas DST	28
1.4.1.1 Hueco abierto	28
1.4.1.2 Hueco Entubado	28
1.5 COMPLETAMIENTO DE POZOS	29
1.5.1 Tipos de Completamiento .	29
1.5.1.1 Open Hole	29
1.5.2 Hueco Revestido	30
1.5.2.1 Completamiento Sencillo	30
1.5.2.2 Completamiento Múltiple	31
1.6 EMPAQUES DE PRODUCCIÓN	31
1.6.1 Empaques de Agarre de Pared o Anclaje por Peso	31
1.6.2 Empaques Recuperables	31
1.6.3 Empaques de Cabeza de Control	32
1.6.4 Empaques con Paso de Desviado	32
1.6.5 Empaques Permanentes	32
1.6.6 Empaques Múltiples	33
1.6.7 Empaques Hidráulicos	33
1.6.8 Empaques de Ancla	34
1.7 FLUIDOS LIMPIOS	34
1.7.1 Tipos de Fluidos de Completamiento	34
1.7.1.1 Fluidos con Sólidos en Suspensión	34
1.7.1.2 Fluidos sin Sólidos en Suspensión	34
1.7.1.3 Fluidos Espumosos	34
1.7.1.4 Petróleo	35
1.7.1.5 Agua Salada	35
1.7.1.6 Agua salada de producción	35
1.7.1.7 Cloruro de Calcio y cloruro de Sodio	35
1.7.1.8 Cloruro de calcio	35

1.7.1.9 Cloruro de zinc, Nitrato de calcio	35
1.7.1.10 Lodo a Base de Agua	36
1.7.1.11 Lodo a Base de Petróleo o Emulsiones Inversas	36
1.7.1.12 Fluidos a Base de Polímeros	36
1.7.2 MICROMAX	36
2. METODOLOGÍA Y DATOS	37
2.1 DATOS	37
2.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN Y DATOS	38
2.3 DISEÑO DE LOS MODELOS DE COMPLETAMIENTO PARA EL POZO EXPLORATORIO	42
2.3.1 Evaluación Técnica de las Herramientas	43
2.3.1.1 Revisión del Servicio Técnico de Completamiento Dual	44
2.3.1.2 Revisión del Servicio Técnico de Completamiento Single	45
2.3.1.3 Revisión del servicio técnico de completamiento Selectivo	46
2.3.1.4 Selección del Servicio DST	47
2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DEL COMPLETAMIENTO Y LA PRUEBA DST	48
2.5 PLAN DE FLUIDOS	48
2.5 EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS MODELOS DE COMPLETAMIENTO	51
2.6 IMPLEMENTACIÓN DEL COMPLETAMIENTO SEGÚN LAS CONDICIONES DEL POZO	53
3. RESULTADOS	54
3.1 POSICIÓN ESTRUCTURAL DEL POZO EXPLORATORIO EN EL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	54
3.2 DISEÑO DE LOS MODELOS DE COMPLETAMIENTO PARA EL POZO EXPLORATORIO	59
3.2.1 Completamientos No Convencionales	59
3.2.1.1 Completamiento Dual	67
3.2.1.2 Completamiento Single	69
3.2.1.3 Completamiento Selectivo	71
3.2.2 Descripción de las Herramientas para la Prueba DST	73
3.2.2.1 Componentes de la prueba DST	78
3.3 EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD FINANCIERA MEDIANTE EL INDICADOR COSTO BENEFICIO	81
3.4 IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO DE COMPLETAMIENTO SELECCIONADO	82
3.4.1 Resumen Operacional	82
3.4.1.1 Etapa Inicial y Abandono de la Formación Depósitos Gravitacionales	82
3.4.1.2 Cañoneo, Prueba y Abandono de la Formación Porquero Inferior (6426-6593 ft)	82

3.4.1.3 Cañoneo, Prueba a Formaciones Porquero Medio y Porquero Inferior, e implementación de Sarta de completamiento	83
3.4.2 Análisis de los Resultados	83
3.4.2.1 Problemas operacionales	84
3.4.2.2 Resultados de prueba DST	84
3.4.2.2 Gradiente de presión real	84
3.4.3 Fluido de Intervención final para el Pozo Exploratorio	85
3.4.4 Modificación del Completamiento Selectivo	87
3.4.4.1 Estado mecánico final implementado	87
4. CONCLUSIONES	88
5. RECOMENDACIONES	90
BIBLIOGRAFÍA	91
ANEXOS	95

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 1. Localización de la Cuenca del VIM	23
Figura 2. Columna estratigráfica VIM	25
Figura 3. Formación Porquero	26
Figura 4. Empaque Recuperable	32
Figura 5. Empaque permanente	33
Figura 6. Empaque hidráulico.	33
Figura 7. Diagrama propuesto para el desarrollo de la metodología.	37
Figura 8. Peso del lodo Porquero en pozos aledaños	39
Figura 9. Peso del lodo Depósitos gravitacionales en pozos aledaños	39
Figura 10. Pesos de lodo mínimos, medios y máximos	50
Figura 11. Estado mecánico propuesto para el pozo exploratorio.	42
Figura 12. Correlación con pozo 1 y pozo 2.	54
Figura 13. Líneas sísmicas y horizontes interpretados	55
Figura 14. Mapa estructural en Profundidad al Tope de los depósitos gravitacionales	56
Figura 15. Correlación estratigráfica pozo1, pozo exploratorio y pozo2.	57
Figura 16. Completamiento Dual	68
Figura 17. Completamiento Single	70
Figura 18. Completamiento Selectivo	71
Figura 19. Completamiento Prueba DST	79
Figura 20. Etapa inicial y abandono de los Depósitos Gravitacionales	82
Figura 21. Etapa de Cañoneo, Prueba y Abandono (6426-6593 ft)	83
Figura 22. Cañoneo, prueba, e implementación de completamiento.	83
Figura 23. Comparación gradientes planeados vs reales.	85

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Datos de correlación.	38
Tabla 2. Pesos de lodo máximos y mínimos de los pozos de correlación	40
Tabla 3. Puntajes para la evaluación de servicios	43
Tabla 4. Puntajes para la evaluación del personal	43
Tabla 5. Revisión del servicio para el completamiento Dual	44
Tabla 6. Revisión de la experiencia del personal para el completamiento Dual	44
Tabla 7. Revisión del servicio para el completamiento Single	45
Tabla 8. Revisión de la experiencia del personal para el completamiento Single	45
Tabla 9. Revisión del servicio para el completamiento Selectivo	46
Tabla 10. Revisión de la experiencia del personal para el completamiento Selectivo	46
Tabla 11. Revisión del servicio para la prueba DST.	47
Tabla 12. Revisión de la experiencia del personal para prueba DST	48
Tabla 13. Comparación de fluidos de completamiento de alto peso	61
Tabla 14. Propiedades del fluido de completamiento	49
Tabla 15. Formulación de Salmuera Formiato de sodio + Potasio solido 12.5 ppg	50
Tabla 16. Formulación salmuera formiato de sodio + potasio liquido 12,5 ppg	50
Tabla 17. Propiedades de la Salmuera Formiato de sodio + Potasio 12.5 ppg	50
Tabla 18. Formulación Píldora MICROMAX con Formiato de Potasio Líquido.	51
Tabla 19. Formulación Píldora MICROMAX con Formiato de Potasio Líquido	51
Tabla 20. Porcentajes y valor equivalente de las configuraciones.	52
Tabla 21. Producción estimada y ganancias del pozo exploratorio	52
Tabla 22. Herramientas de los tres completamientos.	60
Tabla 23. Herramientas prueba DST	74
Tabla 24. Producción real del Pozo Exploratorio	84
Tabla 25. Gradientes de Presión	84
Tabla 26. Formulación Salmuera, formiato de sodio 8,5 ppg	85
Tabla 27. Formulación Salmuera, formiato de sodio + Potasio 12,2 ppg	86
Tabla 28. Formulación Salmuera, formiato de sodio + Potasio 12,5 ppg	86
Tabla 29. Formulación Salmuera, formiato de sodio + Potasio 12,5 ppg.	86

## LISTA DE ECUACIONES

	<b>pág.</b>
Ecuación 1. Cálculo del gradiente de presión	40
Ecuación 2. Valor equivalente de cada configuración.	52
Ecuación 3. Ingresos diarios Pozo exploratorio	52
Ecuación 4. Indicador costo-beneficio	53
Ecuación 5. Relación beneficio costo configuración Single.	81
Ecuación 6. Relación beneficio costo configuración Selectivo.	81
Ecuación 7. Relación beneficio costo configuración Dual.	81

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
Anexo A. Profundidades y Pesos Equivalente de Lodo de Cuatro Pozos Aledaños	96
Anexo B. Estado Mecánico del Completamiento Selectivo Implementado en el Pozo Exploratorio	97
Anexo C. Tabla de las especificaciones técnicas del completamiento selectivo implementado en el pozo exploratorio	100

## GLOSARIO

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** es una representación gráfica de los rasgos más importantes de la secuencia geológica expuesta o del subsuelo, representando los distintos tipos de rocas y fenómenos geológicos en orden cronológico de acuerdo a la evolución geológica del área de estudio<sup>1</sup>.

**COSTO-BENEFICIO:** método que compara directamente los beneficios contra los costos de un proyecto para definir su viabilidad<sup>2</sup>.

**GRAVEDAD API:** escala de gravedad específica del Instituto Estadounidense del Petróleo (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE) que se usa para medir la densidad relativa del petróleo o sus derivados, y es expresada en grados<sup>3</sup>.

**KERÓGENO:** es la fracción de la materia orgánica en las rocas sedimentarias bituminosas, compuesto principalmente por grasas y ceras<sup>4</sup>.

**PRESIÓN DE FORMACIÓN:** la presión de la formación, o presión de poro, es la presión que ejercen los fluidos intersticiales como aceite, gas, y agua salada dentro del espacio poroso del yacimiento. La presión de poro puede ser normal o anormal.

**PRESIÓN NORMAL:** es La presión normal que ejerce la columna de fluidos intersticiales nativos contenidos en la formación. En algunos casos estos fluidos pueden ser agua dulce con densidad de 1 g/cc (0.433 psi/pie) o agua salada con densidad de 1.074 g/cc (0.465 psi/pie). La densidad del fluido podría llegar a ser mayor de 1.074 g/cm<sup>3</sup> debido a incrementos en el gradiente geotérmico y en la concentración de sales<sup>5</sup>.

**PRESIÓN ANORMAL:** es la presión de los fluidos intersticiales existentes de la formación en el subsuelo, que debido a las altas tasas de sedimentación no pudieron filtrarse y deben contener toda la columna de la roca que la suprayace y

---

<sup>1</sup>ARAUJO Mendieta Juan; et al. Diapirismo salino y mini-diapirismo salino y mini-cuencas como prospectos en I prospectos en la exploración de hidrocarburos en la bahía de c a bahía de c a bahía de campeche. GEOS, Vol. 24, No. 2, Noviembre, 2004, Disponible en: [https://www.ugm.org.mx/publicaciones/geos/pdf/geos04-2/sesiones\\_regulares/GP.pdf](https://www.ugm.org.mx/publicaciones/geos/pdf/geos04-2/sesiones_regulares/GP.pdf)

<sup>2</sup>WONG Cam, David. Finanzas corporativas: un enfoque para el Perú. Universidad del Pacífico, 2000. Disponible en: <http://repositorio.up.edu.pe/handle/11354/977>

<sup>3</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español: Donde el Campo Petrolero interactúa con el Diccionario [En línea] 2020 [Consultado el 20 febrero 2020] Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

<sup>4</sup>GÓMEZ Martínez Jesús; CASTILLO Rodríguez Ramiro. Antropoceno: La Nueva Relación Tierra-Humanidad. Geos, Vol. 29, No. 1, Noviembre, 2009

<sup>5</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. Op. Cit. p.1

por lo tanto no son similares al gradiente de presión normal del agua salada. Los gradientes de presión mayores a 0,465 psi/ft de profundidad se consideran anormales que ejercen los fluidos intersticiales como aceite, gas, y agua salada dentro del espacio poroso del yacimiento. La presión de poro puede ser normal o anormal<sup>6</sup>. Estas presiones pueden ser consideradas como la densidad de fluido necesaria para equilibrar las presiones de poro, un gradiente de presión normal podría requerir 9 ppg, mientras que uno extremadamente alto podría necesitar 18 ppg o más<sup>7</sup>.

**SLICKLINE:** cable de acero fino de diferentes longitudes y diámetros con el que se realizan operaciones al pozo<sup>7</sup>.

**TURBIDITAS:** depósitos de corrientes de turbiedad, que fueron depositados en aguas profundas. En cuencas submarinas cubren muchos Kilómetros cuadrados de extensión. Son depósitos caracterizados por presencia de fauna alóctona de poca profundidad, interestratificados con limos, arcillas de aguas profundas y sedimentos retrabajados por la corriente de fondo<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. Op. Cit. p.1

<sup>7</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. Op. Cit. p.1

<sup>8</sup> AGUIAR Miguel B., CABALLERO Angela M. Seminario Sistemas Turbidíticos Curso [En línea] 2003 [Consultado el 20 febrero 2020] Disponible en: <http://www2.ulpgc.es/hege/almacen/download/10/10408/seminarioturbiditas0304.pdf>

## RESUMEN

El presente trabajo de grado plantea los escenarios que se puedan presentar en un pozo exploratorio ubicado en el Valle Inferior del Magdalena donde se busca probar la Formación Porquero y depósitos gravitacionales, esta última nunca antes probada en Colombia. Dichos escenarios son planteados mediante correlaciones con base en datos de sísmica, rasgos estructurales y arreglos geológicos de pozos aledaños.

A partir de las características predeterminadas se realizan tres arreglos de completamiento uno dual, uno selectivo y uno single conformados por herramientas no usadas convencionalmente que hagan frente a los peores escenarios que se puedan encontrar en el pozo exploratorio, estos tres modelos son realizados debido a la necesidad de brindar diferentes opciones de producción para el pozo exploratorio. Se determina la viabilidad financiera de cada arreglo de completamiento mediante el indicador costo-beneficio con el fin de determinar cuáles son aptos en caso de ser definida su implementación.

En la fase de implementación del completamiento se presentan los datos obtenidos mediante pruebas de evaluación de las formaciones de interés tipo DST, las cuales determinaran el potencial de producción de las formaciones para poder elegir el arreglo más afín con las condiciones encontradas. Posteriormente se realizaran las respectivas correcciones al arreglo seleccionado para que tenga total compatibilidad con las características reales del pozo. Finalmente se expondrá el arreglo de completamiento implementado en el pozo exploratorio.

**Palabras Claves:** completamiento, arreglo, selectivo, dual, sencillo.

## ABSTRACT

This project proposes the scenarios that can occur in an exploratory oil well located in the Lower Magdalena Valley where the aim is to test the mass transport complex and gravitational deposits; the last one has never been tested before in Colombia. Those scenarios are proposed through correlations based on seismic data, structural aspects, and geological arrangements of nearby wells.

From the predetermined characteristics, three completion arrangements are made: one dual, one selective and one single, made up of tools not conventionally used that face the worst scenarios that can be found in the exploratory well. These three models are due to the need to provide different production options for the exploratory well. The financial viability of each completion arrangement is determined using the cost-benefit indicator to determine modifications that are suitable if its implementation is defined.

In the implementation phase, the required data is presented through evaluation tests of the formations of interest type DST, which will determine the production potential of the formations that can contribute to choose the most related arrangement with the conditions found. Subsequently, any necessary corrections will be made to the selected arrangement to have full compatibility with the actual characteristics of the well. Finally, the implemented completion arrangement in the exploratory well will be exposed.

**Key Words:** completion, arrangement, selective, dual, single.

## INTRODUCCIÓN

Actualmente la industria del petróleo ha demostrado que las operaciones de completamiento de pozos cada vez resultan más riesgosas y costosas, en las cuales se ha visto comprometido el medio ambiente mediante los daños que pueden causar en las Formaciones, o en el control de las columnas de fluidos, y esto es debido en gran parte a la deficiencia en el manejo que se le da a los diseños de completamiento propuestos previamente.

En el país existe incertidumbre acerca del manejo de completamiento a Formaciones con diferentes gradientes de presión y posible aporte hidrocarburífero, como la Formación Porquero y los depósitos gravitacionales (MTC), esto debido a la escasez de conocimiento acerca de las características, propiedades, y comportamiento de estas formaciones.

Hay poca información acerca de los orígenes de los depósitos de transporte masivo (MTC), sus propiedades y tendencias de comportamiento, además de la importancia que causan en el desarrollo continental. Se estima que han podido estar relacionados en peligros como tsunamis, erosión costera, destrucción de cables y cabezas de pozo y demás estructuras diseñadas para el control de pozo. En distintas empresas a nivel mundial se ha generado interés hacia estos depósitos, a pesar de los desafíos que genera la perforación de los mismos al ser más densos que sedimentos no deformados<sup>9</sup>.

Los altos costos esperados se deben a las problemáticas asociadas al control de las presiones anormales, motivo que ha hecho perder a la industria del petróleo millones de dólares. De aquí nace la importancia de generar un buen análisis de perfiles de presión existentes en el subsuelo junto con sus respectivos métodos de control.

En varios países se han realizado predicciones de presiones anormales, uno de ellos es México donde se han enfocado principalmente en las costas, de estos estudios han obtenido las tendencias de compactación normal para curvas de

---

<sup>9</sup> SAWYER, Derek E., et al. Retrogressive failures recorded in mass transport deposits in the Ursa Basin, Northern Gulf of Mexico. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2009, vol. 114, no B10. Suministrado por MT WT&C ENTERPRISE.

resistividad y tiempo de tránsito, herramientas primordiales para determinar la presión de poro en tiempo real utilizando LWD<sup>10</sup>.

Los aspectos estratigráficos que presentan las formaciones de transporte de masa (MTC), han logrado ser documentados mediante levantamientos sísmicos volumétricamente grandes. Los datos obtenidos exhiben diferentes características propias de estas formaciones, útiles para su comprensión y posterior manejo<sup>11</sup>.

El objetivo general para dar cumplimiento al desarrollo del trabajo de grado, consiste en: “Diseñar el completamiento no convencional para su implementación en un pozo exploratorio en las Formaciones Porquero y Depósitos gravitacionales “MTC” con diferentes gradientes de presión en el Valle Inferior del Magdalena”, y como objetivos específicos:

1. Evaluar las variables para los escenarios de completamiento en un pozo exploratorio del Valle Inferior del Magdalena.
2. Seleccionar las configuraciones del completamiento para su diseño óptimo, de acuerdo a las variables estimadas.
3. Evaluar la viabilidad financiera de los modelos de completamiento no convencionales propuestos mediante el indicador costo-beneficio.
4. Implementar el diseño de completamiento no convencional seleccionado mediante los parámetros evaluados.

En este proyecto se busca diseñar y seleccionar un sistema de completamiento acorde con las necesidades en fluidos, tubería, empaques y demás afines para un pozo con coexistencia de gradientes de presión diferentes para su correcta terminación y futura puesta en producción, basándose en los escenarios que se puedan presentar en la fase de perforación.

Para dar cumplimiento a los objetivos se plantea una metodología que tiene en cuenta cada una de las condiciones en las que se recibe el pozo después de su perforación, los parámetros como presiones, daños de formación, y caracterización de zonas de interés.

Luego de analizar cada una de las variables presentes en el pozo, procedemos a adecuar la configuración de completamiento seleccionada de los tres modelos planteados, esta será escogida por el cliente analizando las exigencias del pozo y el mejor escenario económico para su correcto completamiento. Siendo un factor

---

<sup>10</sup> VELÁZQUEZ Cruz David; et al. Predicción de Presiones Anormales para la planeación de la Perforación de Pozos Marinos en México. En VI International Seminar “Exploration and Production of Oil and Gas”–INGEPET. 2008. p. 13-17.

<sup>11</sup> WEIMER. Paul, SHIPP. Craig, Complejo de transporte masivo: reflexionando sobre usos pasados y sugerencias para direcciones futuras, OTC-16752-MS. Mayo 2004.

principal el correcto desempeño operacional y control de pozo, evitando influjos no controlados, por lo cual se deberán evaluar los escenarios propuestos donde se reduzca al mínimo el riesgo de afección a la integridad del personal. Cada una de las tres configuraciones planteadas habrá sido evaluada financieramente mediante el indicador costo-beneficio, el cual garantizara la rentabilidad de cada uno de los modelos planteados en caso de ser necesaria su implementación.

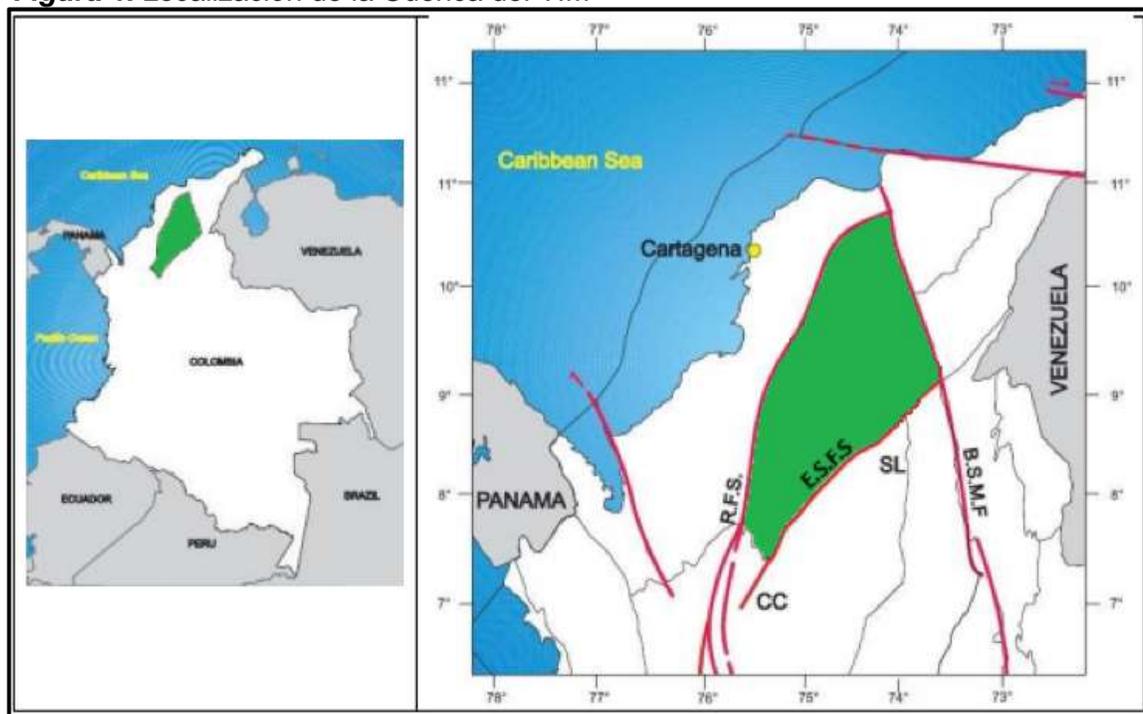
## 1. MARCO TEÓRICO

A continuación, se presentará el contenido teórico relacionado a los conceptos fundamentales en la realización de los escenarios, pruebas y configuraciones de completamiento del pozo exploratorio que probará las zonas de interés sobre el cual se basó el presente trabajo de grado.

### 1.1 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA<sup>12</sup>

La cuenca se encuentra ubicada en la región Caribe, al SW de la Sierra Nevada de Santa Marta y de la Serranía del Perijá; sus límites estructurales corresponden al N el sistema de fallas Romeral, al E el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta, al S y SW Cordillera Central y Serranía de San Lucas y al W el sistema de fallas de Romeral (Figura 1).

**Figura 1.** Localización de la Cuenca del VIM



**Fuente:** SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO, Cuenca del Valle Inferior del Magdalena Bogotá, SGC. 2014. p.3. Disponible en: <https://www.sgc.gov.co/>

<sup>12</sup> SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO, Cuenca del Valle Inferior del Magdalena Bogotá, SGC. 2014. p.3.

## 1.2 INFORMACIÓN GEOLÓGICA GENERALIZADA DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA<sup>13</sup>

El Valle Inferior del Magdalena (VIM) está dividido en tres provincias geológicas cada una con características particulares: la Subcuenca de Plato, el Arco de Magangué y la Subcuenca de San Jorge, en estas provincias se reportan rocas sedimentarias con un rango de edades del Oligoceno al reciente. El límite Occidental del VIM está definido por el Sistema de Fallas de Romeral, que es a su vez el límite Oriental del Cinturón Plegado de San Jacinto (CPSJ), allí se reportan rocas de edad Cretácea, Paleoceno y Eoceno (Figura 2).

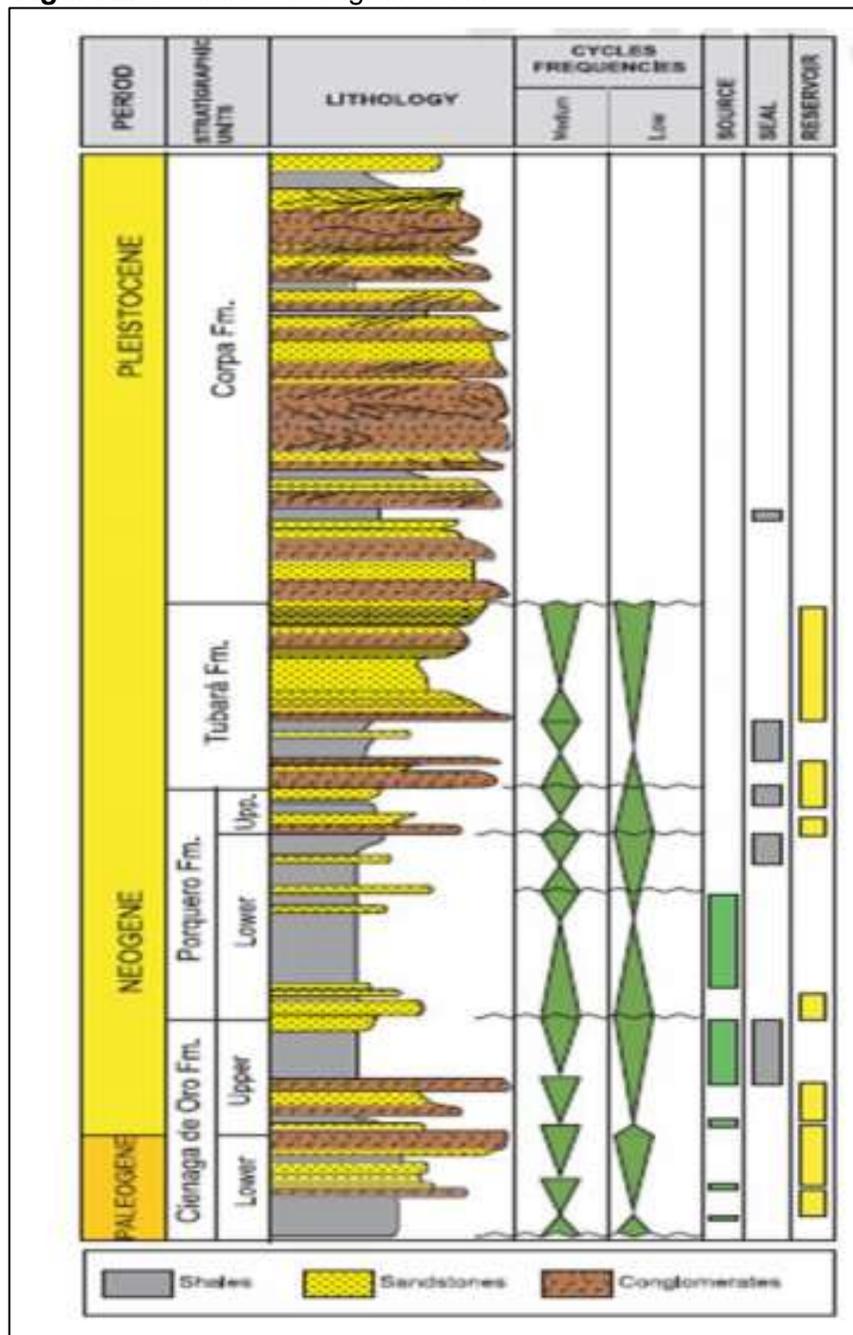
La historia geológica de la cuenca inicia en el Jurásico con procesos de apertura que generan una cuenca intra-arco, la cual se caracteriza por fallas normales producto de esfuerzos extensivos que debido a procesos de subsidencia y levantamiento de la Cordillera Central cambia a ser una cuenca ante-arco.

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena tiene una importante producción de hidrocarburos, pero aún es necesario realizar estudios de exploración que amplíen el conocimiento sobre los elementos que componen el sistema petrolífero de esta cuenca; esto con el fin de maximizar la explotación de estos recursos. Se conoce hasta ahora que el sistema petrolífero de la cuenca está compuesto por las siguientes rocas: Fuente, corresponde a las formaciones Ciénaga de Oro y Porquero; con un %TOC mayor a 1, temperaturas de 410 °C a 430 °C y un %Ro menor a 0.6; lo que las caracteriza como rocas inmaduras a maduras. Reservorio, corresponde a las calizas y areniscas de la formación Ciénaga de Oro, que tiene porosidades hasta del 21%, adicionalmente están las formaciones Porquero y Tubará. Sello, corresponde a las lodolitas de las formaciones Porquero, Ciénaga de Oro y Corpa, además existen trampas de tipo estructural como monoclinales relacionados con fallas normales e inversas y pliegues adjuntos al sistema de fallas de San Jacinto<sup>12</sup>.

---

<sup>13</sup> BEDOYA, Geovany, et al. Aportes al conocimiento de la evolución geológica de las cuencas Atrato y San Juan dentro del arco Panamá-Chocó. Boletín de Geología, 2009, vol. 31, no 2. p. 75. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/bge/v31n2/v31n2a05.pdf>

**Figura 2.** Columna estratigráfica VIM



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuencas petroleras de Colombia. Bogotá. ANH, 2009. p. 76. Disponible en: <https://www.anh.gov.co/>

**1.2.1 Formación Porquero.** Esta Formación se divide operacionalmente en Porquero superior, medio e inferior.

Durante el Mioceno Temprano a Medio la tasa de subsidencia tectónica era muy alta producto de la tectónica extensional en la cuenca y el incremento en el aporte de sedimentos proveniente de las provincias geológicas cercanas, como el Valle Medio del Magdalena, Cordillera Central, Sierra Nevada de Santa Marta y Serranía de Perijá, entre otras, tuvieron un papel importante en la deposición y distribución de sedimentos de la Formación Porquero.

El Porquero Inferior y Medio se interpreta como depósitos batiales que incorporaron complejos de turbiditas dentro de los cuales se pueden encontrar lutitas marinas de color gris oscuro.

El Porquero Superior muestra su consistencia en lutitas fosilíferas con intercalaciones de arenas de ambientes deltaicos, y una gradación de ambiente batial a un ambiente de plataforma marina somera. El contacto con la Formación Tubará se interpreta como localmente discordante.

Esta formación es reconocida como una de las principales rocas generadoras del VIM, rica en materia orgánica y kerógenos tipo II/III (ANH). Se caracteriza por sus espesores de 13 hasta 10.000 pies en la subcuenca de Plato y se adelgaza hacia el occidente como respuesta a su naturaleza progradacional estimándose 1000 pies de espesor en el cinturón plegado de San Jacinto<sup>14</sup>.

**Figura 3.** Formación Porquero



**Fuente:** suministrado por Geología PETROSUD.

---

<sup>14</sup> DI LUCA VINGELLI, Mario. Caracterización Geofísica de Yacimientos Heterogéneos de la Formación Porquero: Área Piloto Bloque A, Cuenca del Valle Inferior de Magdalena, Colombia. Departamento de Geociencias. 2016. p.150. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/566177/MarioDiLucaVingelli.2016.pdf>

**1.2.2 Complejos de Transporte en Masa.** Son conocidos también como depósitos de talud o depósitos gravitacionales de otra formación, en este caso de la formación Porquero y son flujos de escombros asociados a la inestabilidad gravitacional en el talud, que se presentan debido a altas tasas de sedimentación, disolución de hidratos de gas, fluctuaciones del nivel del mar o actividad tectónica.

Los MTC, varían en tamaño y forma, desde el llenado de una cuenca, hasta varios miles de kilómetros cuadrados en entornos no confinados. Su superficie superior suele ser irregular, y comúnmente se erosiona por el canal suprayacente y los depósitos relacionados<sup>15</sup>.

En varias partes del mundo, estos depósitos tienen alto potencial para contener hidrocarburos, en especial los que están constituidos por carbonatos. Los MTC fueron originados por altas tasas de sedimentación, sedimentos sobre presionados, transporte y deslizamiento de sedimentos desde las pendientes de los basamentos.

### **1.3 POZO EXPLORATORIO**

Un pozo exploratorio tiene como objetivo principal confirmar el modelo geológico de las estructuras determinadas previamente mediante los modelos geofísicos, encontrar petróleo y evaluar los potenciales de las formaciones objetivo. Es un factor indispensable para confirmar o negar la presencia de hidrocarburos en áreas nuevas, en el lenguaje petrolero se clasifica como A3.

Puede perforarse en un campo nuevo o en una nueva formación productora dentro de un campo existente, de ser exitoso, se perforan otros pozos subsecuentes en el mismo yacimiento y estos son pozos delimitadores o de avanzada ya que buscan medir o delimitar el tamaño del yacimiento descubierto<sup>16</sup>.

### **1.4 PRUEBAS DST**

La Drill Stem Test, es utilizada para evaluar la Formación en condiciones dinámicas de flujo, permitiendo determinar la capacidad de producción de intervalos que poseen hidrocarburos al realizar completamientos parciales antes de completar completamente el pozo.

Estas pruebas de presión se llevan a cabo en pozos exploratorios y se realiza para confirmar la existencia de hidrocarburos, presión de yacimiento y sus propiedades,

---

<sup>15</sup> WEIMER Paul, SHIPP Craig. Mass transport complex: musing on past uses and suggestions for future directions. En Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference, 2004.

<sup>16</sup> PULSO ENERGÉTICO. Proceso exploratorio. México. [En línea]. 2017. p.4 [Consultado el 05 Marzo 2020] Disponible en: [https://pulsoenergetico.org/content/uploads/2017/03/exploracio%CC%81n/Proceso%20Exploratorio.pdf]

tipo de fluido entre otros. Por lo general son implementadas a hueco abierto, pero también pueden ser adaptadas para realizarse en huecos revestidos cañoneando la zona, conectando la formación con la sarta donde los fluidos fluyen y se registra la presión constantemente.

Para realizar estas pruebas se requieren cortos periodos de flujos y cierres dejando fluir y cerrando la válvula, creando una gráfica de presiones contra tiempos para su evaluación y análisis<sup>17</sup>.

**1.4.1 Tipos de Pruebas DST.** Ya que las formaciones tienen propiedades específicas diferentes y cada pozo tiene objetivos particulares, este tipo de pruebas se puede adaptar de acuerdo a las características de las Formaciones a evaluar.

Las principales clasificaciones para llevar a cabo estas pruebas son a hueco abierto y a hueco entubado, la realización de la misma dependerá de las condiciones del agujero.

**1.4.1.1 Hueco abierto.** Al tener interés en una zona en donde los hidrocarburos fueron detectados mediante recortes, núcleos o registros, la DST provee la información necesaria para determinar el potencial de producción de la formación en una zona específica.

Es muy importante que el pozo se encuentre en condiciones estables y óptimas, para que el empaque realice un sello efectivo contra la zona, la estabilidad del pozo es fundamental para garantizar la eficiencia de la prueba ya que es posible que se presenten derrumbes. Estas pruebas reúnen información en poco tiempo, pero para la determinación de propiedades del yacimiento se requiere de periodos largos de tiempo<sup>18</sup>.

**1.4.1.2 Hueco Entubado.** Las pruebas DST con hueco revestido o entubado, se realizan generalmente offshore, o en formaciones sobrepresionadas ya que es necesario eliminar los riesgos que podrían presentarse en la operación, es por eso que se deben tener en cuenta todos los protocolos de seguridad y gracias a los avances recientes, se ha logrado que la herramienta no se mueva después que los empaques hayan sido instalados.

---

<sup>17</sup> MORALES Pava, Santiago. Evaluación técnico-financiera del potencial del pozo exploratorio vino 1 del campo Cupiraco mediante pruebas de presión DST. 2019. Tesis de Licenciatura. Fundación Universidad de América. Disponible en: <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/7664>

<sup>18</sup> BRAVO Huerta Jonathan. Métodos y herramientas para estimar la presión de formación de yacimiento antes y después de la terminación de un pozo. 2009. Tesis Doctoral. Universidad Nacional Autónoma de México. p.56 Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1082/Tesis.pdf?sequence=1>

## 1.5 COMPLETAMIENTO DE POZOS

Es el diseño, selección, e instalación de empaques, tuberías, equipos de subsuelo y herramientas dentro de un pozo con el fin de producirlo de manera controlada, rentable y segura y rentable, teniendo en cuenta una serie de estudios previos realizados al pozo, iniciando con la exploración hasta la evaluación del pozo en flujo tiempo después de su perforación.

### 1.5.1 Tipos de Completamiento<sup>19 20</sup>.

**1.5.1.1 Según la formación.** En caso de ser la formación poco consolidada se realiza un completamiento con hueco revestido, y en caso de ser consolidada el completamiento se puede realizar a hueco desnudo.

➤ **Sin revestidor.** A continuación se presentan los tres tipos de completamiento existentes a hueco desnudo.

✓ **Open hole.** Este completamiento se realiza en segmentos con formaciones altamente compactadas, y muy consolidadas como la caliza y la dolomita, donde no se esperan derrumbes en la formación.

Consiste en la cementación del revestimiento hasta el tope de la zona de interés y seguir perforando sin cementar hasta la base de esta zona. Es uno de los completamientos más económicos ya que se eliminan costos de cementación, y cañoneo en la zona de interés.

✓ **Tubería Ranurada.** Este completamiento es utilizado en formaciones no consolidadas, donde se genera producción de crudos pesados principalmente.

Consiste en el asentamiento del revestidor en el tope de la formación de interés, y posteriormente se coloca un forro en el segmento correspondiente a la formación productora.

---

<sup>19</sup>LATORRE Cabra Alvaro Alejandro. Diseño de un portaempaque para el revestimiento de un pozo de extracción de petróleo. 2019. Tesis de Licenciatura. Fundación Universidad de América. p.10 Disponible en: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7696/1/4142839-2019-2-IM.pdf>

<sup>20</sup> NAVARRETE Lasso Mateo, SERRANO Villanueva Marco Andrés. Evaluación de la aplicabilidad del modelo packer tandem analysis en la instalación de empaques tipo tándem en diferentes completamiento de sartas selectivas de Ecopetrol SA. 2019. Tesis de Licenciatura. Fundación Universidad de América. Disponible en: <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/7649>

Una de las principales desventajas de este completamiento es el reducido control de flujo de agua y gas, sin embargo, se reduce al mínimo el daño a la formación de interés.

✓ ***Empaque con grava.*** Este tipo de completamiento controla la producción de arena, evita las caídas de presión en la cara de la Formación y presenta alta productividad debido a que su área de flujo es mayor gracias a las rejillas, además no genera gastos asociados al cañoneo o revestimiento del pozo.

➤ ***Hueco revestido.*** A continuación se presentan los dos tipos de completamiento usados en hueco revestido.

✓ ***Hueco revestido y cañoneado.*** Consiste en bajar el revestimiento y recubrirlo de cemento hasta la base de la zona productora donde se cementa en todo el intervalo de producción, permitiendo el cañoneo selectivo de las zonas de interés estableciendo la comunicación de la formación al pozo.

Este completamiento se adapta fácilmente a otros tipos de completamientos especiales para control de arenas, y se clasifica en completamientos sencillos y múltiples.

✓ ***Hueco revestido con empaque con grava.*** Este tipo de completamiento utiliza tubería ranurada, y adiciona grava compacta entre el revestimiento cañoneado y la tubería para disminuir la producción de arenas provenientes de la Formación.

Puede presentar corrosión en la rejilla, debido a las arenas que chocan contra el arreglo, y taponamiento de la formación debido al área reducida de los perforados.

**1.5.2 Tipos de completación.** A continuación se presenta la descripción de los tipos de completación según el número de zonas productoras.

**1.5.2.1 Completamiento Sencillo.** Este Completamiento es el caso más sencillo, ya que viene dado por un empaque únicamente, que aísla la zona de interés impidiendo el flujo por el espacio anular, produciendo únicamente una zona de interés mediante la tubería de producción.

Teniendo en cuenta las características de producción se adicionan las herramientas adicionales, como camisas de circulación, válvulas de seguridad, nipples, mandriles, entre otros.

**1.5.2.2 Completamiento Múltiple.** Este Completamiento permite la producción de dos o más zonas de interés dentro de un mismo pozo evitando la mezcla de estos fluidos producidos entre ellos.

Este tipo de completamiento Dual permite altas tasas de producción con menores tiempos de retorno del capital invertido inicialmente.

Tiene la capacidad de producir aceite por una tubería y gas por la otra, las herramientas que conforman este tipo de completamiento son de difícil obtención en el país por lo tanto su costo incrementa considerablemente y en comparación con los otros tipos de completamiento.

**1.5.2.3 Completamiento Selectivo.** Este Completamiento consiste en aislar selectivamente las zonas de interés mediante empaques que aislen el espacio anular, permitiendo el flujo de la Formación mediante la tubería de producción y camisas que se abren o cierran según el interés.

## **1.6 EMPAQUES DE PRODUCCIÓN**

Estos pueden ser de tipo permanente o recuperable, estos deben ser corridos teniendo en cuenta su utilidad futura para que su presencia no aplique en gastos innecesarios, y costosas remociones.

Estos aislantes tienen varias funciones, entre esas proteger la tubería de revestimiento de las presiones, aislamiento de intervalos de producción múltiple, retención de fluidos en secciones, entre otros.

Este dispositivo bloquea el flujo de los fluidos al espacio anular, y garantizan un sello si se les aplica el peso necesario.

**1.6.1 Empaques de Agarre de Pared o Anclaje por Peso.** Este tipo de empaque consiste en un elemento sellante, un juego de cuñas y cono, un mecanismo “J”, y un dispositivo de fricción.

Este empaque es accionado por la rotación de la tubería de producción, o por movimiento ascendente o descendente de la tubería, siendo muy resistente a altas presiones diferenciales.

**1.6.2 Empaques Recuperables.** Estos tienen diferentes tipos, entre ellos los que se anclan debido al peso, por tensión, anclaje hidráulico o mecánico.

Tienen la misma función de aislar el espacio anular, pero estos pueden ser recuperados y reutilizados si se les aplica un mantenimiento adecuado en cada ocasión (Figura 4).

**Figura 4.** Empaque Recuperable



**Fuente:** catálogo de Packers WEATHERFORD, Diseño de completamiento, packer recuperable p.109<sup>21</sup>.

**1.6.3 Empaques de Cabeza de Control.** Este tipo de empaque consiste en la existencia de un dispositivo de igualación arriba del mismo, sin levantar la columna de fluido arriba del empaque y sin desempacar el elemento sellante del empaque.

**1.6.4 Empaques con Paso de Desviado.** Este tipo de empaque consiste en un aparejo de tubería de producción y alrededor un elemento sellante de empaque, con un dispositivo de paso de fluido a través de él, y sirven principalmente para aislar fugas de tuberías de revestimiento.

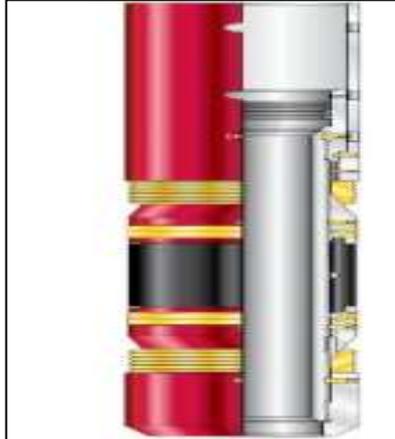
**1.6.5 Empaques Permanentes.** Este tipo de empaque queda de forma permanente en el pozo, sirven para realizar cementaciones forzadas, o para realizar fracturas arriba del empaque.

Este tipo de empaque es ideal en presencia de presiones muy altas, estos pueden ser introducidos en el pozo mediante cable o tubería (Figura 5).

---

<sup>21</sup> FLÓREZ Chávez Martha; GARCÍA Cubides Fernando Andrés. Diseño de matriz para la selección de un método de aislamiento de zonas para pozos productores de Campo la Cira Infantas. 2017. Tesis de Licenciatura. Fundación Universidad de América.

**Figura 5.** Empaque permanente



**Fuente:** catálogo de Packers WEATHERFORD, Diseño de completamiento, Packer permanente p.109<sup>22</sup>

**1.6.6 Empaques Múltiples.** Este tipo de empaque puede alojar dos o más aparejos de tubería de producción a través de ellos y pueden ser cualquiera de los anteriormente mencionados. Este empaque se puede alojar hidráulicamente o con tubería de producción.

**1.6.7 Empaques Hidráulicos.** Este tipo de empaque puede ser permanente o recuperable con cuñas, y se acciona normalmente debido a la presión hidrostática de la tubería de producción, aplicada a través de ella desde la superficie (Figura 6).

**Figura 6.** Empaque hidráulico.



**Fuente:** catálogo de Packers WEATHERFORD, Diseño de completamiento, Packer Hidráulico. p.109<sup>23</sup>

---

<sup>22</sup> *Ibíd.*, p109

<sup>23</sup> *Ibíd.*, p109

**1.6.8 Empaques de Ancla.** Este tipo de empaque consiste en la compresión del mismo de manera que realice una expansión hasta la tubería de revestimiento por la aplicación de peso sobre el elastómero con la tubería de producción.

## **1.7 FLUIDOS LIMPIOS**

La aplicación de fluidos limpios de completamiento puede mejorar la vida y producción de los pozos de hidrocarburos, estos fluidos son diseñados para controlar presiones, facilitar operaciones de limpieza, taponamiento, cañoneo, evaluación, evitar la corrosión de los equipos y proteger las formaciones de interés mientras se realizan las operaciones.

Se ha demostrado que las salmueras libres de sólidos son los fluidos limpios más ventajosos porque proveen un rango de densidades muy amplio para el control de presiones de formación sin usar sustancias nocivas como lo es la Barita.

**1.7.1 Tipos de Fluidos de Completamiento<sup>24</sup>.** A continuación se presentarán los tipos de fluidos de completamiento según su tipo:

**1.7.1.1 Fluidos con Sólidos en Suspensión.** Contienen una gran cantidad de sólidos para aumentar su peso, y su objetivo principal es controlar las presiones de la formación. Este tipo de fluido no es usado comúnmente ya que puede generar taponamientos en las formaciones perforadas y reduce considerablemente la permeabilidad, ocasionando disminución en la producción.

**1.7.1.2 Fluidos sin Sólidos en Suspensión.** El principal componente de este tipo de fluido es el petróleo o soluciones de salmueras, además de aditivos que mejoran sus propiedades, entre ellos se destacan los inhibidores de arcilla, controladores de pérdida de circulación y anticorrosivos. Este tipo de fluido es usado frecuentemente ya que los daños generados a la formación son menores en comparación con los fluidos con sólidos en suspensión y no afecta la producción.

**1.7.1.3 Fluidos Espumosos.** Este tipo de fluido está compuesto principalmente por emulsiones estables de lodo, agentes espumosos que disminuyen la presión hidrostática contra la Formación y minimizan el influjo de sólidos y pérdidas de circulación, emulsiones aireadas (aire o gas) con aditivos que estabilizan el lodo. Se emplean cuando otras técnicas no son satisfactorias por razones mecánicas, económicas, entre otras.

---

<sup>24</sup> ROMERO Quintero Silvia Juliana. Guía General de Entrenamiento para Ingenieros Recién Egresados o Estudiantes de Ingeniería en Práctica en la Línea de Completamiento de Pozos de una Compañía de Servicios Bajo los Lineamientos de Seguridad, Salud en el Trabajo y Manejo Ambiental. 2018. Tesis Doctoral. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ing. de Petróleos. Disponible en: <http://noesis.uis.edu.co/bitstream/12345678/19149/1/173529.pdf>

**1.7.1.4 Petróleo.** Debido a su disponibilidad en diferentes locaciones, el petróleo ofrece una muy buena alternativa en los casos en los que la densidad no presenta un factor crítico.

**1.7.1.5 Agua Salada.** Los fluidos constituidos de agua salada tienen varias aplicaciones como fluido de completamiento y reparaciones de pozos, sus densidades pueden alcanzar un máximo conveniente para el control de formaciones sobrepresionadas, sin embargo, cuando la Formación contiene arcillas del tipo montmorillonita, estas pueden hincharse o absorber el agua reduciendo considerablemente la permeabilidad de las formaciones causando graves daños.

**1.7.1.6 Agua salada de producción.** Es muy común su uso, debido a su bajo costo, disponibilidad, y tratamiento a pesar de contener grandes contenidos de sólidos. En algunos casos se añaden píldoras o soluciones salinas para aumentar su densidad y permitir el control de presiones.

**1.7.1.7 Cloruro de Calcio y cloruro de Sodio.** La mezcla de cloruro de sodio y cloruro de calcio se puede utilizar para obtener densidades que oscilan entre 10 y 11 ppg. El cloruro de sodio se puede utilizar sin mezcla con otras sales, lo cual es una práctica muy común, ya que de esta manera se disminuye el costo total del fluido.

**1.7.1.8 Cloruro de calcio.** Se obtiene en concentraciones hasta del 95%, pero si se produce una disminución de la temperatura bajo la temperatura de saturación del compuesto a su respectiva densidad, el cloruro de calcio se precipita.

Para evitar este precipitado, es necesario no exceder los límites de densidad para la temperatura mínima que se presente, y se puede llegar a una densidad máxima de 11,6 ppg aproximadamente.

**1.7.1.9 Cloruro de zinc, Nitrato de calcio.** Como desventaja principal, este tipo de salmueras presenta costos relativamente altos para su adquisición, además los inhibidores orgánicos disponibles no proveen efectividad por periodos de tiempo largos, y deben usarse con extremo cuidado debido a su alta corrosividad.

Con soluciones de cloruro de calcio y nitrato de calcio se puede incrementar la densidad hasta 14.3 ppg aproximadamente. De una manera similar, con una combinación de cloruro de calcio y cloruro de zinc, se pueden obtener densidades de hasta 17 ppg.

Los fluidos de reacondicionamiento, que tengan nitrato de calcio o cloruro de zinc en su composición, no deben usarse como fluidos de empaque, y siempre se deben

circular completamente, hasta eliminar los residuos del hueco antes de la terminación.

**1.7.1.10 Lodo a Base de Agua.** Este tipo de fluido es considerado como fluido no limpio en la industria, ya que, debido a sus partículas de los sólidos contenidos en él, pueden bloquear y taponar la Formación y los cañoneos, muchas veces este fluido se selecciona debido a la disminución en los costos.

Un lodo pesado (14-16 ppg) dificulta la realización de trabajos con guaya fina ya que estas herramientas flotan en él.

**1.7.1.11 Lodo a Base de Petróleo o Emulsiones Inversas.** Este fluido evita el problema de hinchamiento de las arcillas que reaccionan en presencia de agua, y es menos dañino que los lodos a base de agua en cuanto al daño de formación.

Puede ser usado como fluido de empaque, ya que permiten el asentamiento de algunos sólidos después de un largo periodo de tiempo, y puede usarse en pozos profundos con altas temperaturas de fondo que requieren fluidos con densidades muy altas.

**1.7.1.12 Fluidos a Base de Polímeros.** Son fluidos limpios con costos muy elevados, por lo tanto, su uso es limitado, existen en el mercado como: (solubridge, soluklen, WL-100, Baravis, Barabuf, Baracard).

**1.7.2 MICROMAX.** Es un aditivo de peso que aumenta la densidad de la suspensión con Tetra-Óxido de Manganeso, con un tamaño de partícula de 5 Micras aproximadamente, con una gravedad específica de 4.7 a 4.9 g/cm<sup>3</sup> y una apariencia rojiza, la reología de los fluidos preparados con micromax es menor si se compara con la de sistemas similares preparados con Barita o Hematita.<sup>25</sup>

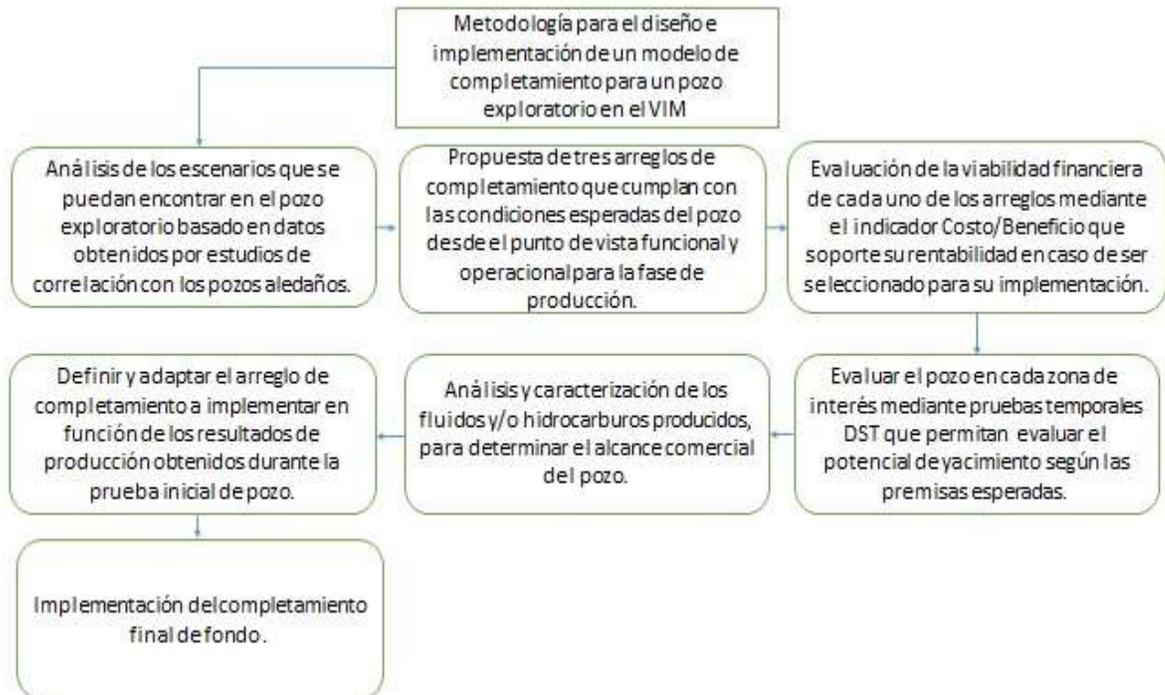
---

<sup>25</sup> HALLIBURTON. Micromax™ [En línea]. 2007. Halliburton: U.S.A. p.1 [Consultado el 05 Marzo 2020] Disponible en: [https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cem/contents/Chem\\_Compliance/web/H01487.pdf](https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cem/contents/Chem_Compliance/web/H01487.pdf)

## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

En este capítulo se describen los datos y metodología utilizados para el desarrollo del proyecto de grado, y el procedimiento que se siguió para su cumplimiento.

**Figura 7.** Diagrama propuesto para el desarrollo de la metodología.



**Fuente:** elaboración propia.

### 2.1 DATOS

Se cuenta con datos de registros eléctricos, información de fluidos de completamiento, rasgos estructurales de la cuenca del VIM y sísmica de pozos aledaños. Además papers que analizan las características de la formación Depósitos Gravitacionales que se encuentra en el pozo exploratorio. Para lograr el desarrollo del proyecto se recurrirá a datos documentados de modelos de completamiento utilizados en situaciones similares en bases de información de la empresa, tesis existentes relacionadas con los diseños de completamiento, y conocimientos previos generados por la ejecución de proyectos anteriores por parte del equipo de Ingenieros de la empresa MT WT&C ENTERPRISE, quienes están capacitados en el ámbito.

Los datos que fueron suministrados a los autores de este proyecto pueden ser expuestos en su mayoría, exceptuando las coordenadas del pozo, su nombre y

algunas otras especificaciones por petición de la operadora bajo un acuerdo de confidencialidad.

## 2.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN Y DATOS

En primera instancia se realizó un inventario de la información que se tiene de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, específicamente en los bloques aledaños al pozo exploratorio, se contó con 4 pozos de correlaciones los cuales fueron llamados pozo 1, pozo 2, pozo 3, y pozo 4, como se muestra en la tabla 1.

**Tabla 2.** Datos de correlación.

<b>Pozos de correlación</b>	Pozo1, Pozo2, Pozo3, Pozo4
<b>Información geológica</b>	Formaciones: Porquero, Depósitos gravitacionales.
<b>Generalidades de la cuenca (VIM)</b>	Ubicación
<b>Interpretaciones sísmicas</b>	Pozo1, Pozo2, Pozo3, Pozo4
<b>Descripciones litológicas</b>	Encontradas en los pozos de correlación.

**Fuente:** elaboración propia

Adicional a esto, se obtuvo la estratigrafía regional generalizada de la cuenca, y de las formaciones de interés, en este caso las Formaciones Porquero superior, Porquero inferior, y Depósitos gravitacionales (MTC), que se puede ver evidenciada en el marco teórico de este proyecto.

En cuanto a la posición estructural del pozo exploratorio, se realizaron análisis pertinentes de cuatro líneas sísmicas, que posteriormente fueron entregados a los encargados del proyecto como parte de la información suministrada. Esta información permitió realizar los amarres de los horizontes interpretados al tope de la Formación Tubará, Porquero superior e inferior, y Depósitos Gravitacionales.

La estratigrafía esperada para el pozo exploratorio, se analizó de los cuatro pozos de correlación, obteniendo la descripción litológica de las Formaciones: Sedimentos indiferenciados, Porquero Superior y Porquero inferior, Depósitos gravitacionales, y Basamento.

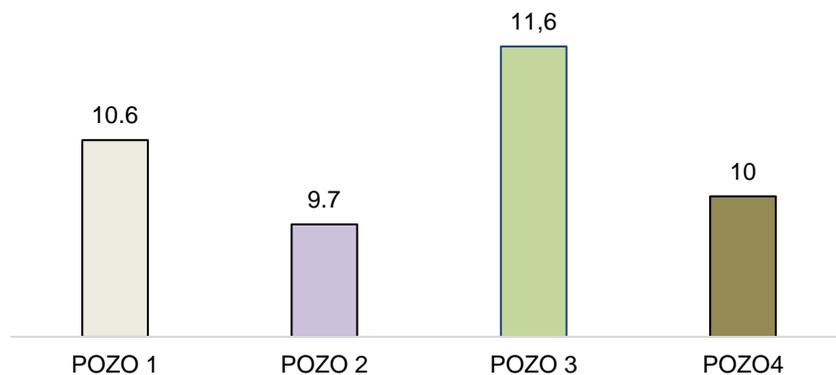
Para la estimación de la presión en las formaciones fue necesario mediante pozos correlación determinar un aproximado en la Formación porquero, a diferencia de la Formación depósitos gravitacionales la cual nunca había sido un objetivo de interés en el país y es por eso que fue necesario el uso de los siguientes documentos: Fallas regresivas registradas en depósitos de transporte masivo en Ursa Basin, Norte del Golfo de México, Predicción de presiones anormales para la planeación de la perforación de pozos marinos en México.

Complejo de transporte masivo: reflexionando sobre usos pasados y sugerencias para direcciones futuras e información adicional suministrada por la operadora dónde se pueden inferir las presiones de los depósitos gravitacionales a nivel mundial, teniendo en cuenta el grado de incertidumbre que se presenta al ser un pozo exploratorio.

Adicional a estos documentos, fue necesario el uso de datos de peso de lodo implementado en los pozos correlación. Para determinar los valores de presión se analizaron los datos de profundidad y el peso de lodo requerido para el control de cuatro pozos aledaños, con base en estos datos se realizaron la gráfica 1 y 2, en las cuales se evidencia el peso de lodo implementado en cada pozo a la profundidad de las zonas de interés (Porquero y Depósitos Gravitacionales). Los datos completos de la tabla se pueden encontrar en el anexo 1, donde fueron resaltados de la siguiente forma: Verde para los datos esperados en la Formación Porquero y amarillo Depósitos gravitacionales.

**Figura 8.** Peso del lodo Porquero en pozos aledaños

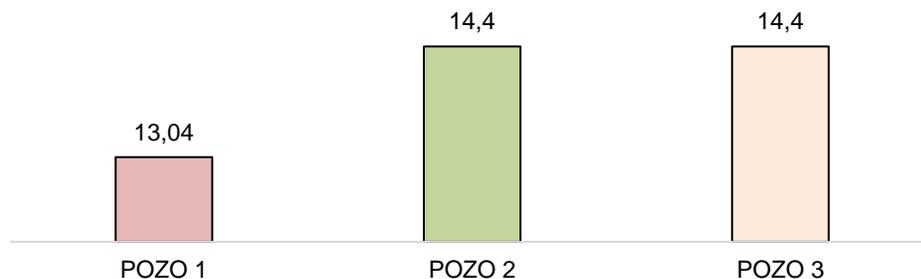
**Peso del lodo Porquero en pozos aledaños (ppg)**



**Fuente:** elaboración propia

**Figura 9.** Peso del lodo Depósitos gravitacionales en pozos aledaños

**Peso del lodo Depósitos Gravitacionales en pozos aledaños (ppg)**



**Fuente:** elaboración propia.

En esta última gráfica no se representa el pozo 4 debido a que no llega a las profundidades esperadas para la formación Depósitos Gravitacionales que superan los 6950 ft. A partir de estos datos se puede sintetizar la data que representa los pesos de lodos máximos, mínimos y medios con respecto a las profundidades previstas para el pozo exploratorio presentes en el anexo 1, Teniendo en cuenta estos datos se calculó el gradiente de presión máximo esperado respecto a cada profundidad mediante la ecuación 1.

**Ecuación 1.** Cálculo del gradiente de presión

$$PG \text{ (psi/ft)} = 0.052 \times MW \text{ (ppg)}$$

**Fuente:** well Control School Manual<sup>26</sup>

Donde:

PG: Es el gradiente de presión (psi/ft).

MW: Indica el peso del lodo (ppg).

**Tabla 3.** Pesos de lodo máximos y mínimos de los pozos de correlación

MD	MW MIN	MW MED	MW MAX	GRADIENTE DE PRESIÓN MÁXIMO ESPERADO
0	8.6	8.8	9.0	0.468
1500	10.2	10.5	10.8	0.562
1500	9.8	10.5	10.8	0.562
1800	9.8	10.5	10.8	0.562
2100	9.8	10.5	10.8	0.562
2500	9.8	10.5	10.8	0.562
2700	9.9	10.6	10.9	0.567
3000	10.1	10.8	11.1	0.577
3500	10.1	10.8	11.3	0.588
4000	11.4	12.1	12.4	0.645
4500	12.1	12.8	13.1	0.681
4800	12.1	12.8	13.1	0.681
5100	12.1	12.8	13.1	0.681
6100	12.0	13.0	13.5	0.702
6950	12.1	14.0	15.0	0.780
8240	12.3	14.5	16.0	0.832
8250	12.3	14.5	16.0	0.832

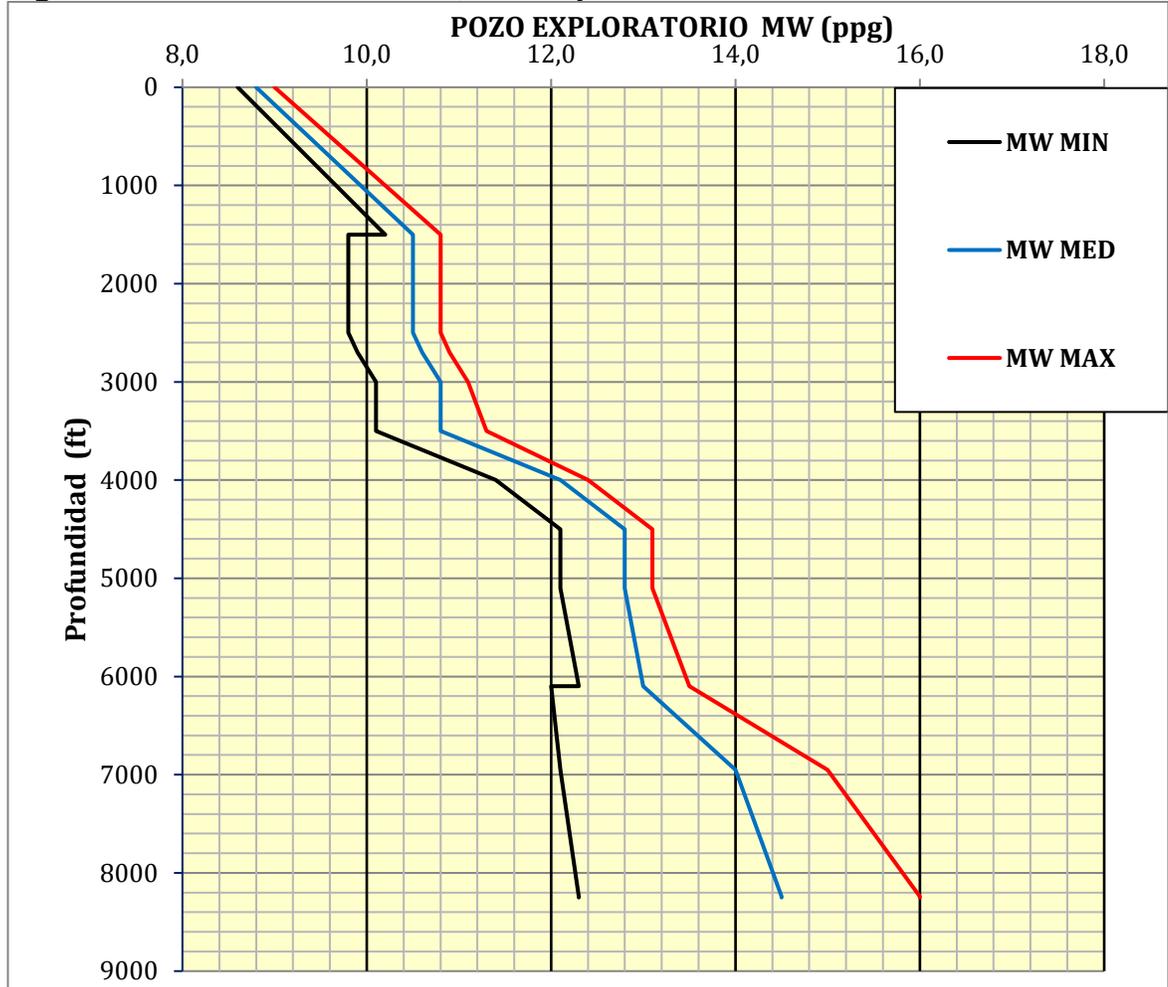
**Fuente:** elaboración propia

Los pesos de lodo representados en la tabla 2 fueron estimados basados en la data recopilada de los cuatro pozos offset. Al no conocer datos de geomecánica se realizaron estimaciones para el peso de lodo mínimo con la cual se tuviera la certeza de no presentar un influjo y la máxima donde no se excediera la presión de fractura según los datos conocidos. Estas estimaciones fueron realizadas por parte del

<sup>26</sup> CORNEJO Santiago. Well Control School, Well Control Manual, Principios de la presión. 2002. pp.10-15. Disponible en: <http://petroshaggy.blogspot.com/2010/06/well-control-school-en-espanol.html>.

equipo de perforación de la empresa operadora. En la figura 10 se puede estimar la gráfica realizada de estos pesos de lodo.

**Figura 10.** Pesos de lodo mínimos, medios y máximos



**Fuente:** elaboración propia

Con base en los pesos de lodo y presiones estimadas se realizó la planeación de modelos de completamiento diferentes a los realizados en pozos aledaños, esto debido al factor de incertidumbre de llegar a una zona nunca antes probada, lo cual conlleva riesgos inesperados como posibles arremetidas de la Formación, ligados a la coexistencia de dos presiones diferentes y la poca información que se tenía de la zona. Estos modelos fueron diseñados de una forma convencional (Empaques hidráulicos, Sartas de completamiento sencillas, entre otros) y no convencional (zonas presurizadas, Formaciones no probadas en Colombia, HTHP, aislamiento mecánico) para cumplir con los objetivos propuestos en las zonas de interés, lo cual requerirá un completamiento no convencional que permita su correcta puesta en producción.

### 2.3 DISEÑO DE LOS MODELOS DE COMPLETAMIENTO PARA EL POZO EXPLORATORIO

Para el cumplimiento del segundo objetivo fue necesario la reunión de un equipo de trabajo que fue conformado por los Ingenieros de MT WT&C ENTERPRISE y representantes de empresas prestadoras de servicios con experiencia en el tema, los cuales ofrecieron diferentes puntos de vista y posibilidades frente a los distintos modelos y herramientas que pudiesen ser necesarios para un correcto control y completamiento basándose en las características esperadas del pozo exploratorio. En este análisis se decidió la elaboración de tres modelos que contarán con distintas configuraciones para su producción, uno single, uno dual y uno selectivo. Estos tres modelos de completamiento se realizaron con la finalidad de brindar opciones a la empresa operadora para la óptima producción del pozo, condicionada por la aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

En el caso del pozo exploratorio, se debe tener en cuenta la incertidumbre existente, ya que los diseños se plantean antes de la perforación, y debido a las predicciones de los gradientes de presión que se estimaron, era necesario diseñar modelos que brindaran integridad y seguridad al pozo.

En la figura 11, se muestra el estado mecánico del pozo planeado, donde se indican los intervalos aproximados a probar y las profundidades esperadas, además de las densidades de los fluidos de control.

**Figura 11.** Estado mecánico propuesto para el pozo exploratorio.



**Fuente:** elaboración propia

**2.3.1 Evaluación Técnica de las Herramientas.** Las herramientas que conforman estos arreglos de completamiento fueron seleccionadas; mediante un modelo y evaluación técnica de los servicios (experiencia del personal, tecnologías, entre otros), que presentan las compañías.

Los profesionales de MT WT&C Enterprise asignaron puntajes a las herramientas que cumplieran con todos los requerimientos de resistencia, diámetros internos y externos deseados, acoples, tuberías tipo Premium, la disponibilidad en el país, tiempo de fabricación, entre otros. Las presiones a las que se estimó que se encontrarían las Formaciones de interés, requerían herramientas y/o componentes de resistencia de presión mayor (10.000 psi), una capacidad de sello incrementada, y tiempo de entrega de las herramientas máximo de 10 semanas, estableciendo este criterio para la selección de los mismos.

La puntuación para la evaluación de las especificaciones técnicas va desde 0, siendo el puntaje mínimo en caso de no cumplir con los requisitos de la herramienta solicitada, un valor intermedio de 50 en caso de cumplir parcialmente las especificaciones, a un valor de 100 en caso de cumplir con todos los requisitos solicitados a la compañía de servicio.

La puntuación para la evaluación de las especificaciones técnicas de las herramientas va desde 0, siendo el puntaje mínimo en caso de no cumplir con los requisitos de la herramienta solicitada, un valor de 25 en caso de cumplir con el valor esperado en el costo de la herramienta, 25 para el cumplimiento del tiempo de entrega estipulado a la compañía de servicio, y 50 en caso de cumplir con las especificaciones de presión, diámetro, libraje, entre otros, para un total de 100. El significado de la letra C es de: Cumplimiento en los costos, T: Cumplimiento de los tiempos de entrega estipulados, H: cumplimiento de las especificaciones de la herramienta.

Para la experiencia del personal, los porcentajes se encuentran en un rango de 0 a 100, siendo 0 el valor mínimo indicando que no cumple con las especificaciones, 50 el valor intermedio indicado de los requerimientos al personal y 100 el valor máximo indicando el que supera el requerimiento mínimo de personal.

**Tabla 4.** Puntajes para la evaluación de servicios

Cumplimiento total	Cumplimiento parcial	No cumple
100	50	0

**Fuente:** elaboración propia

**Tabla 5.** Puntajes para la evaluación del personal

Experiencia Mayor a 5 años	Experiencia Menor a 5 años	Sin experiencia
100	50	0

**Fuente:** elaboración propia.

**2.3.1.1 Revisión del Servicio Técnico de Completamiento Dual.** Teniendo en cuenta la solicitud de las herramientas requeridas y experiencia del personal, para el completamiento Dual, se asignó la puntuación correspondiente como se evidencia en las tablas 5 y 6.

**Tabla 6.** Revisión del servicio para el completamiento Dual

Especificaciones técnicas	Compañías de Servicio											
	Compañía 1			Compañía 2			Compañía 3			Compañía 4		
	C	T	H	C	T	H	C	T	H	C	T	H
Sliding Sleeve	0	0	0	0	0	50	25	25	50	25	25	50
Seal bore Packer	0	0	0	25	25	50	0	0	50	0	0	50
Centralizer	0	0	0	25	25	50	0	0	50	0	0	50
Landing, Setting Niple	0	0	0	0	0	50	0	0	50	0	0	50
Dual packer	0	0	0	25	25	50	0	0	50	0	0	0
Adjustable unión	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0
Telescoping Joint	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0
Shear out safety joint	0	0	0	0	0	50	0	0	50	25	25	50
<b>TOTAL</b>	0			500			400			350		

**Fuente:** elaboración propia

**Tabla 7.** Revisión de la experiencia del personal para el completamiento Dual

Compañías de Servicio	Puntaje
Compañía 1	0
Compañía 2	100
Compañía 3	0
Compañía 4	0

**Fuente:** elaboración propia

**NOTAS:**

**Compañía 1.** No aplicó para el completamiento dual, ya que el tiempo de entrega del dual packer era de 19 semanas y superaba el tiempo de planeación de operaciones, por lo que se descartó la oferta de la compañía definitivamente.

**Compañía 2.** Presentó un periodo de entrega de la junta ajustable de 17 semanas por lo tanto se asignó la puntuación mínima. Para las herramientas: Telescoping joint, Shear out safety joint y camisa de circulación, se asignó una puntuación de 0, debido a que el tiempo de entrega de las herramientas se encontraba en el tiempo de planeación de operaciones pero los costos no fueron los esperados. Landing y setting nipple con WP: 7k, puntaje: 0. Experiencia del personal mayor a cinco años en pozos de gas, curso de Well Control vigente, se asignó un puntaje de 100.

**Compañía 3.** Oferta limitada de Dual Packer y junta ajustable con un tiempo de entrega de 17 semanas, se asignó un puntaje de 0. Seal bore Packer con WP de 6k, puntaje: 0. Landing nipple únicamente, Puntaje: 0. Experiencia del personal menor a 4 años en pozos de gas, se asignó un puntaje de 0

**Compañía 4.** El costo del empaque Dual de producción supera el costo esperado, siendo el más alto de las dos propuestas alternas, por lo tanto se descarta la opción. Experiencia del personal menor a 4 años en pozos de gas, puntaje: 0.

**2.3.1.2 Revisión del Servicio Técnico de Completamiento Single.** Teniendo en cuenta la solicitud de las herramientas requeridas y experiencia del personal para el completamiento Single, se asignó la puntuación correspondiente como se evidencia en las tablas 7 y 8.

**Tabla 8.** Revisión del servicio para el completamiento Single

Especificaciones técnicas	Compañías de Servicio											
	Compañía 1			Compañía 2			Compañía 3			Compañía 4		
	C	T	H	C	T	H	C	T	H	C	T	H
Sliding sleeve	0	0	50	25	25	50	25	25	50	25	25	50
Hydraulic packer full to release	0	0	50	25	25	50	25	25	50	0	0	50
Landing, Setting nipple	25	25	50	25	25	50	25	25	50	0	0	50
Wireline entry guide	25	25	50	0	0	50	25	25	50	0	0	50
Pup Joint	25	25	50	0	0	50	25	25	50	25	25	50
<b>TOTAL</b>	350			400			500			350		

**Fuente:** elaboración propia

**Tabla 9.** Revisión de la experiencia del personal para el completamiento Single

Compañías de Servicio	Puntaje
Compañía 1	0
Compañía 2	100
Compañía 3	0
Compañía 4	0

**Fuente:** elaboración propia

#### NOTAS:

**Compañía 1.** Presenta Packer premier tipo cut release, sliding sleeve perfil tipo "F" no "X", Puntaje para las dos herramientas: 0. El personal tiene 2 años de experiencia en pozos de gas, puntaje: 0.

**Compañía 2.** Experiencia de más de 5 años en pozos de gas de los técnicos de campo, puntaje: 100. Wireline Entry Guide, con un tiempo de entrega de 12 semanas, Pup Joint con WP: 5k. Se asigna un puntaje de 0 a cada herramienta.

**Compañía 3.** Cumple con todas las especificaciones técnicas. Personal sin curso de Well Control.

**Compañía 4.** Presenta empaque cut to reléase con tiempo de entrega de 15 semanas, landing nipple de perfil “F” y WP de 5K, Puntaje asignado: 0. Experiencia del personal es menor a 4 años en pozos de gas. Puntaje: 0.

**2.3.1.3 Revisión del servicio técnico de completamiento Selectivo.** Teniendo en cuenta la solicitud de las herramientas requeridas y experiencia del personal para el completamiento Selectivo, se asignó la puntuación correspondiente como se evidencia en las tablas 9 y 10.

**Tabla 10.** Revisión del servicio para el completamiento Selectivo

Especificaciones técnicas	Compañías de Servicio											
	Compañía 1			Compañía 2			Compañía 3			Compañía 4		
	C	T	H	C	T	H	C	T	H	C	T	H
Sliding Sleeve	25	25	50	25	25	50	25	25	50	25	25	50
Retrievable Bridge plug	25	25	50	0	0	50	0	0	50	0	0	50
Crossover	0	0	50	0	0	50	0	0	50	0	0	50
Seal bore Packer	0	0	50	0	0	50	0	0	50	0	0	50
Centralizer	0	0	50	0	0	50	0	0	50	25	25	50
Landing, Setting Niple	0	0	50	25	25	50	0	0	50	0	0	50
Snap latch assembly	0	0	50	25	25	50	0	0	50	0	0	50
Hydraulic packer	25	25	50	25	25	50	0	0	50	25	25	50
Mule shoe	0	0	50	50	0		0	0	50	0	0	50
<b>TOTAL</b>	<b>600</b>			<b>650</b>			<b>500</b>			<b>600</b>		

**Fuente:** elaboración propia

**Tabla 11.** Revisión de la experiencia del personal para el completamiento Selectivo

Compañías de Servicio	Puntaje
Compañía 1	100
Compañía 2	100
Compañía 3	0
Compañía 4	0

**Fuente:** elaboración propia

**NOTAS:**

**Compañía 1.** Seal bore Packer con un tiempo de entrega de 16 semanas, puntaje: 0. Retrievable Bridge Plug cumple con la solicitud, puntaje: 100. Snap Latch Assembly no cumple con la especificación de tiempo 10k. y se asigna puntaje: 0. Cumple el requerimiento de la experiencia del personal mayor a 5 años en pozos de gas y se le asigna un puntaje de 100.

**Compañía 2.** Retrieable Bridge Plug no se encuentra en el país, tiempo de entrega de 13 semanas, se asigna puntaje: 0. Propuesta con experiencia del personal de más de 5 años en pozos de gas y curso de well control, puntaje: 100.

**Compañía 3.** Propuesta limitada de las herramientas, tiempo de entrega del Retrieable bridge plug de 11 semanas. La compañía 4 presenta experiencia del personal menor a 3 años en pozos de gas y se le asigna un puntaje de 0.

**Compañía 4.** Retriavable Bridge Plug no cumple con WP: 10k, se asigna puntaje: 0. Propuesta limitada de Crossover, Seal bore packer y Mule Shoe, Tiempo de entrega mayor a 12 semanas, se asigna puntaje de 0 a cada una de las herramientas. Personal con experiencia en pozos de gas menor a 3 años, puntaje 0.

Debido a que algunas de las propuestas de las compañías de servicio fueron limitadas o no cumplían con todos los requerimientos solicitados, se tomó la decisión de solicitar selectivamente algunas herramientas a cualquiera de las 4 empresas teniendo en cuenta cuales cumplían satisfactoriamente todas las especificaciones técnicas, costos y tiempo de entrega esperado.

**2.3.1.4 Selección del Servicio DST.** Teniendo en cuenta la solicitud de las herramientas requeridas y experiencia del personal para la prueba DST, se asignó la puntuación correspondiente como se evidencia en las tablas 11 y 12.

**Tabla 12.** Revisión del servicio para la prueba DST.

Especificaciones técnicas	Compañías de Servicio											
	Compañía 1			Compañía 2			Compañía 3			Compañía 4		
	C	T	H	C	T	H	C	T	H	C	T	H
Empaque de Servicio 9 5/8	25	25	50	25	25	50	25	25	50	25	25	50
Gauge Carrier	0	0	50	0	0	50	0	0	50	0	0	50
Tubing string valve	0	0	50	0	0	50	0	0	50	0	0	50
Válvula de circulación	25	25	50	25	25	50	0	0	50	0	0	50
Válvula de prueba de cierre en fondo	0	0	50	25	25	50	25	25	50	0	0	50
Válvula RD	0	0	50	0	0	50	25	25	50	0	0	50
Flow Head	0	0	50	25	25	50	25	25	50	0	0	50
Explosivos primarios y secundarios	25	25	50	25	25	50	25	25	50	25	25	50
Empaques RBP	0	0	50	0	0	50	0	0	50	0	0	50
Unidad de Registro	0	0	50	0	0	50	0	0	50	0	0	50
<b>TOTAL</b>	550			700			750			600		

**Fuente:** elaboración propia

**Tabla 13.** Revisión de la experiencia del personal para prueba DST

Compañías de Servicio	Puntaje
Compañía 1	0
Compañía 2	0
Compañía 3	100
Compañía 4	0

**Fuente:** elaboración propia

**NOTAS:**

**Compañía 1.** No ofertó empaques RBP, puntaje: 0. no ofertó la unidad de registros, disponibilidad 23 horas después de solicitar el servicio, puntaje: 0. Personal sin curso de Well Control, puntaje: 0

**Compañía 2.** Ofertó válvula STV con candado para circular y controlar el pozo durante el cambio de fluidos, tiempo de respuesta según nueva normatividad 10 días desde el llamado (para explosivos), puntaje: 100. Personal sin curso de Well control y experiencia menor a 4 años en pozos de gas, puntaje: 0

**Compañía 3.** Válvula de circulación con un tiempo de entrega de 12 semanas, puntaje: 0. Envío ficha técnica y hojas de vida del nuevo personal propuesto, experiencia mayor a 5 años en pozos de gas, tiempo de respuesta 12 horas después del llamado, puntaje: 100

**Compañía 4.** Presentó RBP de 9 5/8" no aplica por WP de 5K, puntaje: 0. No aplica con sistema de retardo para las cabezas de disparo, puntaje: 50. El salvo conducto debe ser radicado mínimo de 20-25 días de anticipación para aprobación del movimiento de explosivos, de acuerdo a los requerimientos de la brigada. Personal sin curso de Well Control.

**2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DEL COMPLETAMIENTO Y LA PRUEBA DST**

Se realizó una descripción de las herramientas que conforman los arreglos de completamiento Dual, Single, Selectivo y prueba DST, junto con sus especificaciones técnicas y ubicación en el diseño propuesto. Plan de abandono Temporal o Permanente. Corrida de Tapón RBP de 7", 29-32 lb/ft. Arenar empaque RBP de 7", 29-32 lb/ft y Sacar sarta con llave pescante. Corrida de Tapón EZ de 7", 29-32 lb/ft.

**2.5 PLAN DE FLUIDOS**

Se estableció un plan de fluidos a partir de las interacciones roca-fluido mediante pruebas de compatibilidad realizadas a dos de los pozos de correlación, donde se evaluó el tipo de crudo contenido; mezcla de los fluidos producidos de los

reservorios, con fluido base; en este caso salmueras y aditivos, pruebas de permeabilidad y porosidad mediante un núcleo de muestra, en el cual se consideran las recomendaciones y necesidades con respecto a los aspectos que se encontrarían en el pozo exploratorio.

Debido a los posibles gradientes de presión estimados del pozo exploratorio expuestos en el anexo 1. Fue necesario realizar un estudio de los fluidos que cumpliera con los siguientes requerimientos: Densidad del fluido (16ppg valor estimado); El volumen necesario estimado son 140 bbl; Cero toxicidades para disminuir el impacto medio ambiental; Bajo nivel de corrosión en tubería y equipos para evitar costos no estipulados y tiempos no productivos por el daño de las herramientas; No presentar reacción que conlleve a la precipitación de sólidos o sales (bajo contenido de sólidos en suspensión); Bajo costo. Entre las opciones de fluidos de completamiento como Barita WARP, Formiato de Cesio, Bromuro de Zinc y MICROMAX.

Se seleccionó el MICROMAX como el aditivo para la preparación del fluido acondicionado ya que cumple con las densidades requeridas y presenta bajo costo, además de ser amigable con el medio ambiente.

**Tabla 14.** Comparación de fluidos de completamiento de alto peso

Fluido de control	Densidades máximas (ppg)	Costo Barril (USD)
Barita WARP	17	600
Formiato de Cesio	19.7	1800
Bromuro de Zinc	19.2	1100
cMICROMAX	15.4 – 17	520

**Fuente:** elaboración propia

**Propiedades del fluido acondicionado.** En la siguiente tabla se especifica las propiedades del fluido de completamiento que deben ser alcanzadas para el completamiento.

**Tabla 14.** Propiedades del fluido de completamiento

Tipo de Fluido	Propiedades Requeridas	Primario Valor	Unidades
Fluido de completamiento	Densidad	16	ppg
	VP	30-35	cP
	PC	15-25	Lb/100ft <sup>2</sup>
	pH	10.5-11	
	API 250f	<5.0	MI

**Fuente:** elaboración propia

El fluido a utilizar será Salmuera Formiato de sodio + Potasio de 12,5 ppg con adición de Micromax, para cañoneo y pruebas del pozo de las formaciones Depósitos Gravitacionales y Secuencia Arenosa.

**Tabla 15.** Formulación de Salmuera Formiato de sodio + Potasio solido 12.5 ppg

<b>Salmuera de Formiato de Potasio Sólido y Sodio 12,5 ppg</b>		
<b>Producto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Concentración</b>
Agua	Bbl	0.507
Formiato de Potasio, sólido	Lpb	233.1
Formiato de Sodio, sólido	Lpb	114.3
Soda Caustica	Lpb	1
Bicarbonato de Sodio	Lpb	1
Musol	% v/v	0.5
Ultrawet 70	% v/v	0.5
Glutaraldehido	Lpb	0.5

**Fuente:** elaboración propia**Tabla 16.** Formulación salmuera formiato de sodio + potasio liquido 12,5 ppg

<b>Salmuera de Formiato de Potasio Líquido y Sodio 12,5 ppg</b>		
<b>Producto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Concentración</b>
Agua	Bbl	0.3
Formiato de Potasio, sólido	Lpb	0.551
Formiato de Sodio, sólido	Lpb	114.3
Soda Caustica	Lpb	1
Bicarbonato de Sodio	Lpb	1
Musol	% v/v	0.5
Ultrawet 70	% v/v	0.5
Glutaraldehido	Lpb	0.5

**Fuente:** elaboración propia

A continuación, se muestran las propiedades del fluido de completamiento filtrado

**Tabla 17.** Propiedades de la Salmuera Formiato de sodio + Potasio 12.5 ppg

<b>Tipo de Fluido</b>	<b>Propiedades</b>	<b>Valor Primario</b>	<b>Unidades</b>	<b>Valor secundario</b>	<b>Unidades</b>
Fluido de completamiento (Salmuera Formiato de Sodio + Potasio)	Densidad	12.5	Ppg	-	-
	pH	>10			-
	Micrones max	-	-	<2	Micrones

**Fuente:** elaboración propia

**Fluido de Control de 16 ppg densificado con MICROMAX.** Durante el proceso de control de la formación Depósitos Gravitacionales es posible que se requieran densidades mayores a 12.5 ppg, planteada para fluido de completamiento de Formiato de Sodio + Formiato de Potasio. Existe la posibilidad que la densidad requerida sea 16 ppg; para esto se diseñó un fluido a base de formiato de potasio y

densificado con MICROMAX (Oxido de Manganeso) cuya formulación se presenta en la tabla 17.

**Tabla 18.** Formulación Píldora MICROMAX con Formiato de Potasio Líquido.

<b>Salmuera de Formiato de Potasio Sólido @ 12 ppg y MICROMAX @ 16 ppg</b>		
<b>Producto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Concentración</b>
Agua	Bbl	0.231
BARAZAN D PLUS	Lpb	1
Formiato de Potasio, Líquido	Bbl	0.769
THERMA THIN	Lpb	7
DEFOAMER	Lpb	0.5
Eritorbato de Sodio	Lpb	0.5
AKTAFLO S	Lpb	0.5
Ultrawet 70	% v/v	0.5
BARACOR 95	Lpb	0.5
MICROMAX	Lpb	248.7

**Fuente:** elaboración propia

**Tabla 19.** Formulación Píldora MICROMAX con Formiato de Potasio Líquido

<b>Salmuera de Formiato de Potasio Líquido @ 12 ppg y MICROMAX @ 16 ppg</b>		
<b>Producto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Concentración</b>
Agua	Bbl	0.559
BARAZAN D PLUS	Lpb	1
Formiato de Potasio, Líquido	Bbl	308.14
THERMA THIN	Lpb	7
DEFOAMER	Lpb	0.5
Eritorbato de Sodio	Lpb	0.5
AKTAFLO S	Lpb	0.5
Ultrawet 70	% v/v	0.5
BARACOR 95	Lpb	0.5
MICROMAX	Lpb	248.7

**Fuente:** elaboración propia

## **2.5 EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS MODELOS DE COMPLETAMIENTO**

Este objetivo determinará la viabilidad financiera de cada una de las tres configuraciones de completamiento planteadas mediante el indicador costo beneficio, basándose en parámetros establecidos que permitan obtener resultados acertados.

En principio se calcularon los costos de cada configuración de completamiento sumando los valores en materia de movilización y desmovilización, servicios de herramientas, equipos y operador pertinentes a cada configuración.

A partir de estos costos se determinó el valor equivalente de cada configuración frente al costo total de inversión presupuestado (AFE), para este fin se calculó el

porcentaje de costo de cada configuración multiplicando el valor de la misma por cien y dividiendo este cociente entre el valor total del proyecto. El cociente obtenido se multiplica por el valor total del proyecto obteniendo de esta manera el costo del completamiento.

**Ecuación 2.** Valor equivalente de cada configuración.

$$\text{Valor Equivalente} = \left( \frac{\text{Valor configuración} * 100}{\text{Valor total proyecto}} \right) * \text{Valor total del proyecto}$$

Al Aplicar esta ecuación se obtuvieron los datos que se muestran en la siguiente tabla, donde el valor equivalente es el porcentaje de las ganancias diarias estimadas del pozo que se muestran en la tabla 20.

**Tabla 20.** Porcentajes y valor equivalente de las configuraciones.

Configuración	Porcentaje (Cociente)	Valor Equivalente (Usd)
Single	1.63%	1150
Dual	3.19%	2385
Selectiva	2.05%	1537

**Fuente:** elaboración propia

Para calcular el beneficio de cada configuración se tomó en cuenta el número de barriles de aceite y millones de pies cúbicos de gas estimados de producción diariamente en el pozo exploratorio. Se calculó la ganancia diaria multiplicando estas cantidades por el precio acordado en dólares.

**Ecuación 3.** Ingresos diarios Pozo exploratorio

$$\text{Ingresos diarios} = (\text{Barriles de aceite o pies cúbicos gas}) * (\text{Valor en dolares})$$

Obteniendo los valores de producción diaria expuestos en la siguiente tabla.

**Tabla 21.** Producción estimada y ganancias del pozo exploratorio

FORMACIÓN	PRODUCCIÓN ESPERADA	USD	TOTAL (USD)
Depósitos gravitacionales	1200 (BOPD)	58	\$ 70.680
Porquero	1018.59 (MMBTU)	4,1	\$ 4.174
GANANCIAS TOTALES			\$ 74.854

**Fuente:** elaboración propia.

Estos datos fueron suministrados por la empresa MT WT&C y fueron calculados por estudios correlacionales de producción en pozos aledaños. El precio en dólares es un preacuerdo de la empresa operadora con el cliente, en este se pactan los precios

en que serán vendidos los hidrocarburos con base en el comportamiento de los mismos en el mercado.

Al conocer los ingresos diarios estimados se calculó el valor equivalente según el porcentaje determinado anteriormente de cada configuración de completamiento. Para la determinación del beneficio se estableció que cada configuración debía ser evaluada singularmente debido a sus diferentes capacidades de producción. Se definió que el beneficio de cada configuración de completamiento sería calculado por la devolución total de su inversión de costos en un determinado periodo de tiempo. De esta manera se estableció que el retorno de inversión de las configuraciones dual, selectiva y single debería ser dado en tres, cinco y seis meses respectivamente.

Finalmente se implementó la fórmula de costo beneficio con los parámetros establecidos y mediante el cociente obtenido se determinó si la configuración era viable financieramente en caso de ser requerida su implementación.

**Ecuación 4.** Indicador costo-beneficio

$$B/C = \frac{\text{beneficios del proyecto}}{\text{costos totales del proyecto}}$$

## **2.6 IMPLEMENTACIÓN DEL COMPLETAMIENTO SEGÚN LAS CONDICIONES DEL POZO**

Después de cumplir cada uno de los objetivos anteriores se determinará el modelo más apropiado para el pozo, posteriormente se le realizarán las respectivas adecuaciones para su total acople con las características reales del pozo. Por último se realizará la implementación del modelo de completamiento.

Se presentó el estado mecánico final del pozo exploratorio con sus respectivas modificaciones, teniendo en cuenta los datos de presiones reales encontradas en el pozo, y el plan de fluidos que se usó para el desarrollo del completamiento.

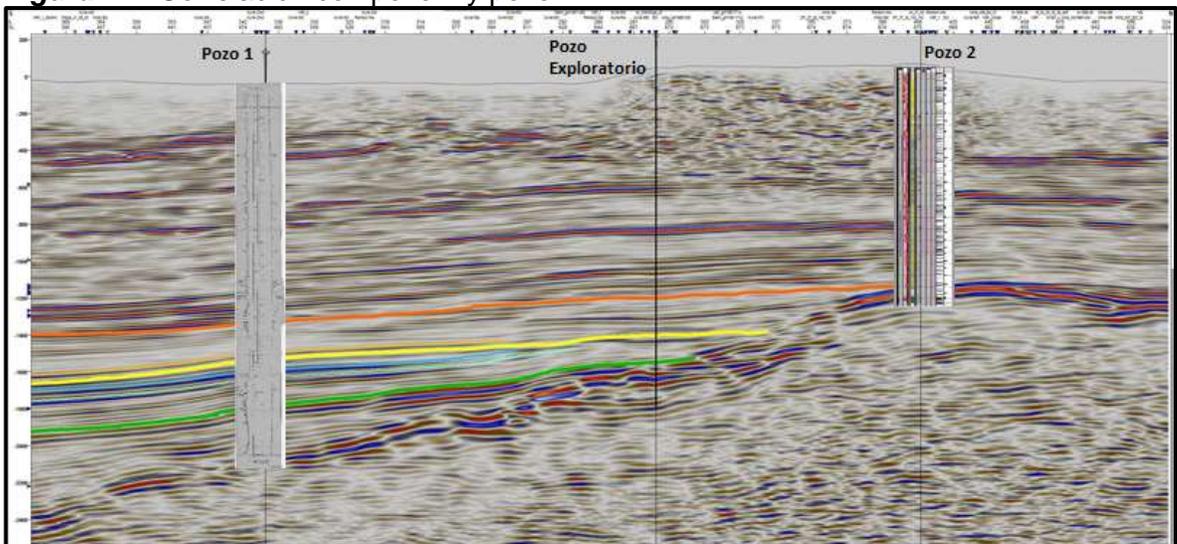
### 3. RESULTADOS

En este capítulo se presentan todos los datos obtenidos mediante los procesos planteados en la metodología por cada objetivo, dichos resultados son primordiales en el desarrollo del proyecto, debido a que en estos se puede evidenciar los datos obtenidos en la planeación y los reales obtenidos posterior a la perforación del pozo exploratorio, lo cual sustenta los cambios realizados en el proyecto.

#### 3.1 POSICIÓN ESTRUCTURAL DEL POZO EXPLORATORIO EN EL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

Teniendo en cuenta las líneas sísmicas de dos de los pozos de correlación Figura 11 se logró posicionar el pozo exploratorio teniendo en cuenta los amarres de los horizontes interpretados a los topes de las Formaciones Tubará, Porquero superior, inferior, depósitos gravitacionales y basamento.

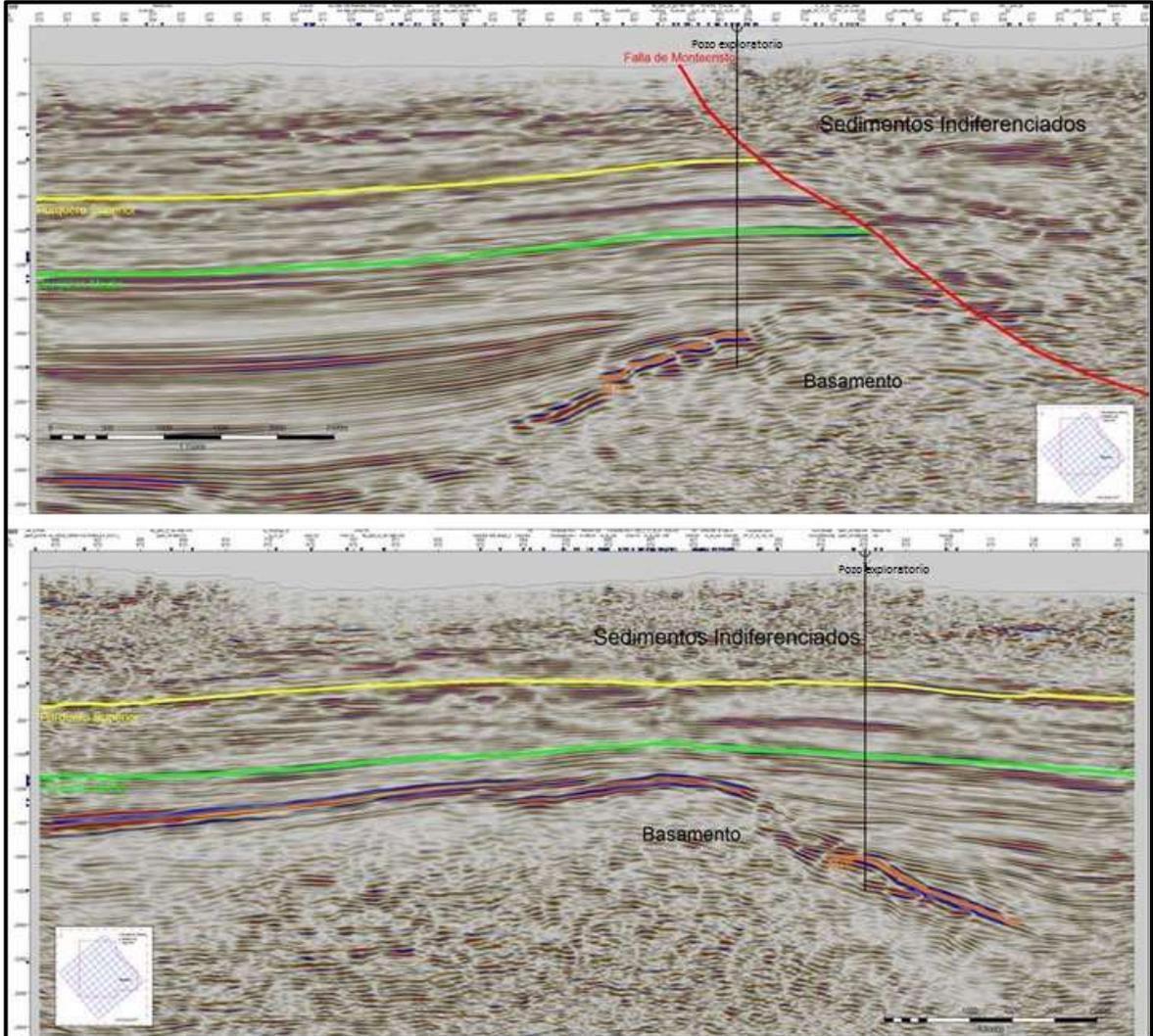
**Figura 12.** Correlación con pozo 1 y pozo 2.



**Fuente:** MT WT&C ENTERPRISE

En la Figura 13 se pueden observar las líneas sísmicas interpretadas que pasan por el pozo exploratorio, mostrando la trampa a prospectar.

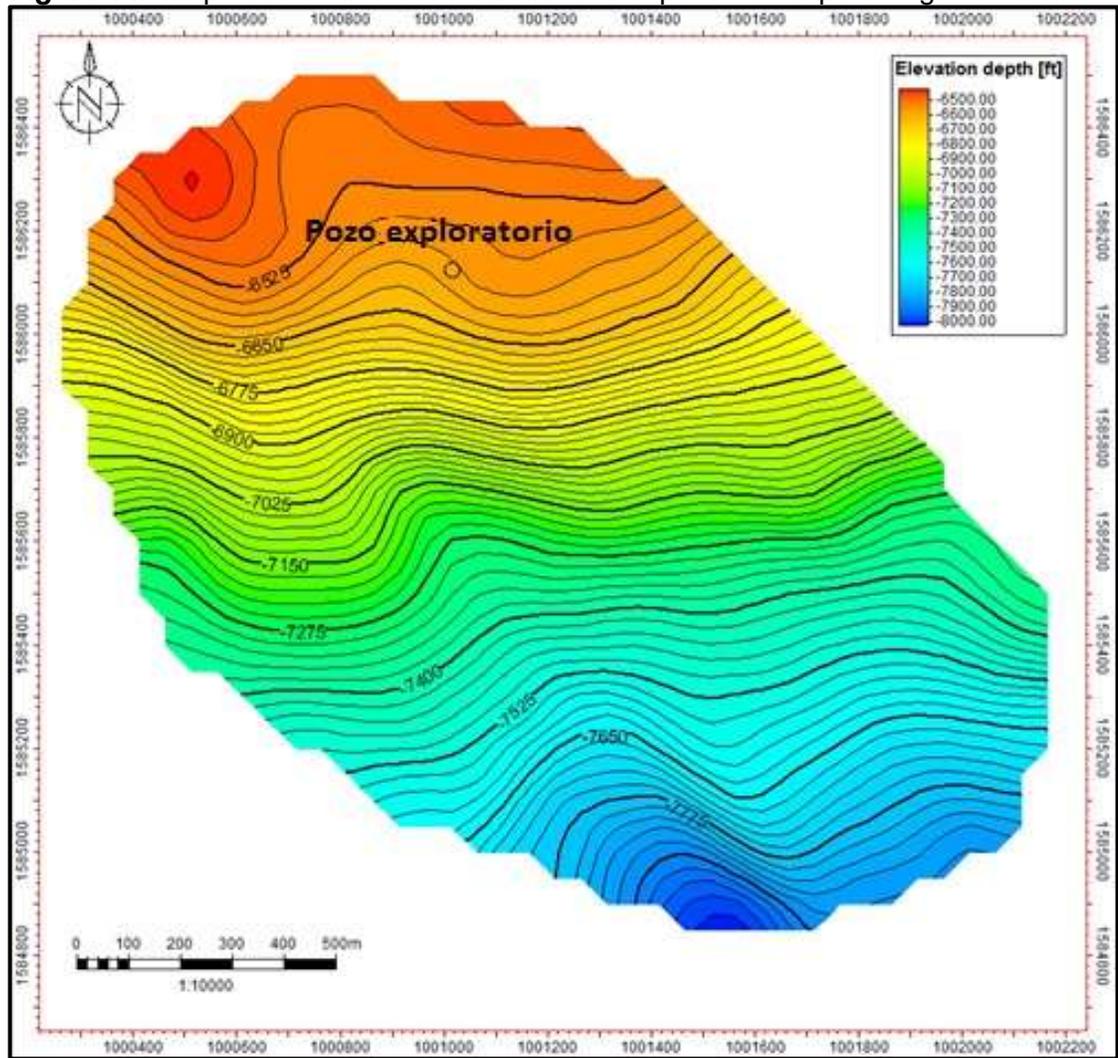
**Figura 13.** Líneas sísmicas y horizontes interpretados



**Fuente:** MT WT&C ENTERPRISE

Adicional a esto, en la Figura 14. Se presenta el mapa estructural en profundidad al tope de los depósitos gravitacionales.

**Figura 14.** Mapa estructural en Profundidad al Topo de los depósitos gravitacionales

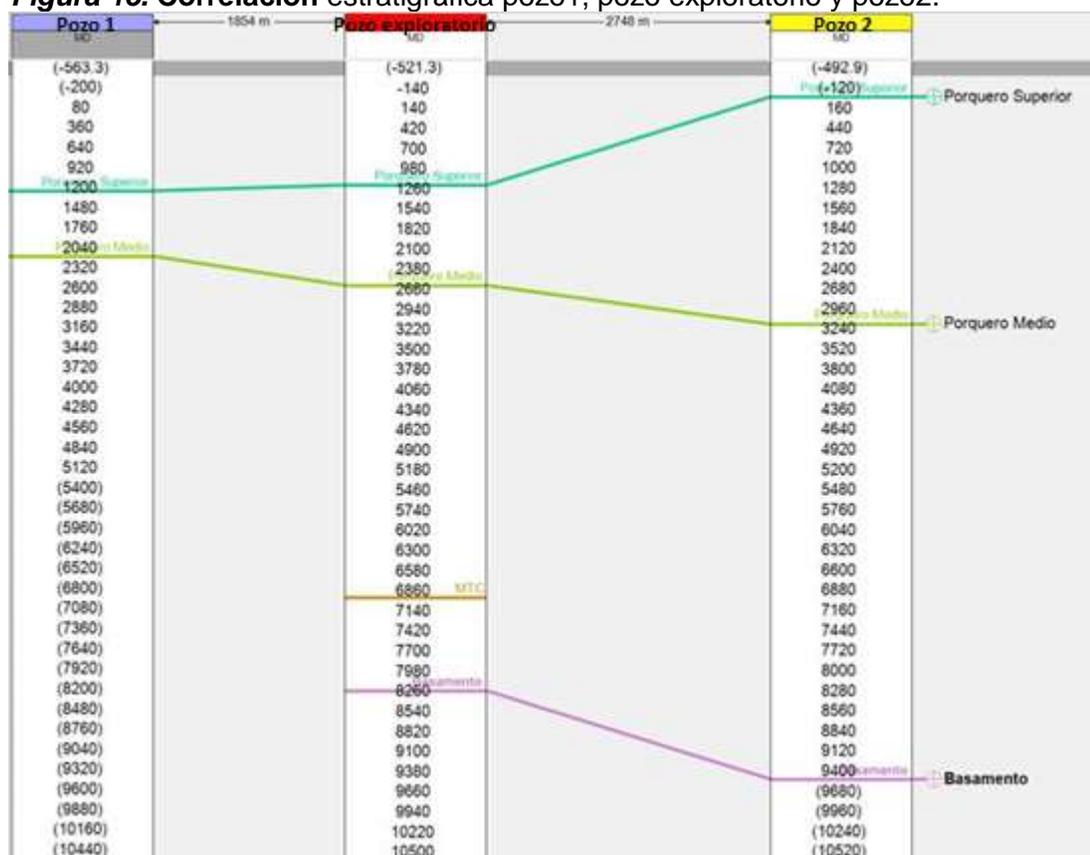


**Fuente:** MT WT&C ENTERPRISE

Se representó la elevación de la Formación Depósitos Gravitacionales a partir de la interpretación sísmica en correlación con el pozo 1 y pozo 2, ilustrando el subsuelo tridimensional en dos dimensiones.

En la Figura 15 se muestra una correlación entre el pozo1, El Pozo2 y los topes esperados para el pozo exploratorio en el Valle Inferior del Magdalena.

**Figura 15. Correlación** estratigráfica pozo1, pozo exploratorio y pozo2.



**Fuente:** MT WT&C ENTERPRISE

Los amarres obtenidos mediante la correlación de los Pozos 1 y 2, nos indican la posible ubicación en profundidad de las formaciones de interés del pozo exploratorio. Teniendo en cuenta la aproximación, las Formaciones Porquero Superior y Porquero Medio se encontrarían a una profundidad de 1200 ft y 2660 ft respectivamente, y la Formación Depósitos Gravitacionales (MTC) a una profundidad de 6860 ft.

A continuación se realiza la descripción litológica esperada de las Formaciones a perforar en el pozo exploratorio a partir del análisis de la litología encontrada en los cuatro pozos de correlación.

**Sedimentos indiferenciados:** superficie-1200 Ft MD

Se desconoce el origen y la edad de esta cuenca ya que no ha sido descrita en el área ni perforada por ningún otro pozo. Se presenta como secuencias de arenas y arcillas intercaladas, conglomerados y niveles de carbón.

Las arcillas son amarillas claras a marrón claro, son muy blandas, en la parte superior y a medida que aumenta la profundidad son plásticas localmente, no

calcáreas, no hidratables, son poco solubles en agua de color grisáceo claro a gris verdoso claro.

Las arenas presentes allí están compuestas por cuarzos blancos lechosos, de grano medio, subredondeado, subesférico, y se vuelven arenas conglomeráticas.

Los conglomerados están compuestos por cuarzo translúcido, y fragmentos líticos de colores oscuros con pobre selección, y también es posible observar trazas de carbón negro.

#### **Formación Porquero Superior: 1200-2600 Ft MD**

Está constituida por arcillolitas con intercalaciones de areniscas, arenas, lutitas y limolitas, su tope está definido por la existencia de arcillolitas de tonalidad gris oscura y limolitas gris oscuras.

Las arcillolitas presentes en esta Formación son blandas, en algunos casos consolidadas, plásticas limosas con microlaminaciones de carbono, con algunos fragmentos de sólidos.

Las lutitas son de color gris claro, localmente tabulares, quebradizas, muy limosas.

Las limolitas son de color gris claro, ligeramente calcáreo, no hidratable. Se pueden presentar niveles delgados de caliza y dolomita.

#### **Formación Porquero medio, inferior: 2600-6950 Ft MD**

Está constituida por intercalaciones delgadas de areniscas y limolitas.

Las areniscas son compuestas de cuarzos de color blanco lechoso y ocasionalmente gris, son moderadamente consolidadas, friables, presentan cemento calcáreo, con micro laminaciones de carbón.

En la parte basal del intervalo son de color amarillo claro, con inclusiones de glauconita.

Las arcillolitas son color oliva marrón, con intercalaciones de arcillolitas grises, en la mitad del intervalo son moderadamente firmes, plásticas, con inclusiones micro carbonosas, y micro micáceas, ligeramente calcáreas, pueden presentarse calizas de color gris claro a blanco.

#### **Depósitos gravitacionales (MTC): 6950-8150Ft MD**

Según los análisis pertinentes, se espera que correspondan a una mezcla de carbonatos, areniscas, arcillolitas y limolitas de la Formación porquero, fragmentos meteorizados del basamento ígneo-metamórfico.

Se espera una mezcla de carbonatos con efectos diagenéticos posteriores que generan características petrofísicas para la acumulación de hidrocarburos. Todo lo que se tiene de información en la planeación acerca de la formación de depósitos gravitacionales es una suposición, ya que no se cuenta con ninguna información de correlación ni un análogo al nunca haber sido perforado en Colombia.

### **Basamento: 8150-8250 Ft MD**

El basamento según los pozos de correlación, indican que está compuesto por rocas metamórficas e ígneas.

Conformado por rocas ácidas, asociadas a la placa continental y a bordes convergentes, que en algunas zonas presentan bajo grado de metamorfismo y registran los procesos transtensivos de la cordillera central, sobre la cual se depositan las formaciones del Cenozoico<sup>27</sup>

## **3.2 DISEÑO DE LOS MODELOS DE COMPLETAMIENTO PARA EL POZO EXPLORATORIO**

**3.2.1 Completamientos No Convencionales.** Los tres arreglos de completamiento diseñados, presentan las siguientes características no convencionales:

Resistencia de presión de 10.000 psi en todas sus herramientas (WP).  
Presencia de empaque Seal bore para aislamiento mecánico de formaciones con diferentes gradientes de presión.  
Elementos sellantes tipo III (HPHT)  
Fluido de control de 12,5 a 16 ppg  
Formaciones con coexistencia de diferentes gradientes de presión  
Control de las formaciones con altos gradientes de presión para la futura intervención de well service, y/o Workover  
La tabla 21 presenta las herramientas usadas en el diseño de los 3 tipos de completamiento con sus descripciones e imagen correspondiente.

---

<sup>27</sup> LOZANO Edinson; ZAMORA Nadezhda. Tectónica, Geociencias Básicas. Anexo M: Compilación De La Cuenca Del Valle Inferior Del Magdalena. Servicio Geológico Colombiano. 2014 Disponible en: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251115000.pdf>

**Cuadro 1.** Herramientas de los tres completamientos.

Imagen	Herramienta	Descripción
 <p>SCHLUMBERGER. glosario virtual, Disponible: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/christmas_tree.aspx]</p>	<p>Árbol de Navidad</p>	<p>Es un conjunto de válvulas y accesorios utilizados para controlar el flujo de los fluidos de los pozos y proporcionar acceso a la tubería de producción.<sup>28</sup></p>
 <p>http://haigemachinery.com/products/OCTG/Blast_Joint.html</p>	<p>Blast Joint</p>	<p>Son secciones de tubería de paredes gruesas endurecidas externamente que se colocan a través de las perforaciones de las zonas superiores para proteger la tubería del desgaste abrasivo</p>
 <p>HALLIBURTON tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>Camisa de circulación</p>	<p>Utilizadas para producir selectivamente las zonas de interés. Se pueden abrir o cerrar mecánicamente mediante operaciones con tubería flexible (coiled tubing) y/o cable de acero (slick line).</p>

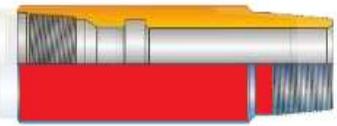
<sup>28</sup> WCP Slickline. Slickline training manual, Owner: SophiaPublish-SRC-General. 2012. Suministrado por MT WT&C ENTERPRISE.

Cuadro 1. (Continuación).

Imagen	Herramienta	Descripción
 <p>HALLIBURTON website Disponible en <a href="https://www.halliburton.com/en-US/ps/cementing/casing-equipment/casing-attachments/isolizer-centralizer.html">https://www.halliburton.com/en-US/ps/cementing/casing-equipment/casing-attachments/isolizer-centralizer.html</a></p>	Centralizador	Ayuda a mantener el completamiento y/o tubería en una posición centralizada
 <p><a href="https://www.tps-technitube.com/products/oil-and-gas/Crossover-Blast-Joints-Flow-Couplings">https://www.tps-technitube.com/products/oil-and-gas/Crossover-Blast-Joints-Flow-Couplings</a></p>	Crossover	Es un ensamblaje corto que se utiliza para permitir la conexión de dos herramientas con diferentes tipos o tamaños de rosca.
 <p>HALLIBURTON tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise.</p>	Empaque hidráulico	Es una herramienta recuperable y de asentamiento hidráulico que proporciona el aislamiento en pozos verticales y desviados en completamientos simples o selectivos. Su diseño modular compacto convierte esta herramienta en una opción económica para aplicaciones de producción.
 <p><a href="https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/Hydraulic-Set-RDH-Packer.pdf?nav=en-US_completions_public">https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/Hydraulic-Set-RDH-Packer.pdf?nav=en-US_completions_public</a></p>	Empaque hidráulico dual	Se usa en instalaciones duales. Su diseño permite configurar el empaque sin manipular la tubería, Además, se bloquean mecánicamente mediante cuñas internas con resorte y se pueden liberar o recuperar tirando hacia arriba la tubería. <sup>29</sup>

<sup>29</sup>HALLIBURTON. Hydraulic-Set RDH Dual Production Packers [En línea]. 2019. Halliburton: U.S.A. p.1 [Consultado el 20 Marzo 2020] Disponible en:

Cuadro 1. (Continuación).

Imagen	Herramienta	Descripción
 <p>HALLIBURTON tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>Empaque Seal bore recuperable</p>	<p>La herramienta tiene un alto rendimiento y presenta un diseño simple y económico. Este empaque tiene una capacidad de resistencia a altas presiones y puede equiparse para soportar corrosión severa y altas temperaturas. Se puede recuperar usando las herramientas de recuperación de empaques seal bore.</p>
 <p><a href="https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/hydraulic-setting-tool-ps">https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/hydraulic-setting-tool-ps</a></p>	<p>Hydraulic Setting Tool</p>	<p>Esta herramienta tiene un sistema accionado hidráulicamente que se utiliza para configurar empaques y herramientas similares cuando los métodos de uso de guaya no son prácticos o deseables. Presenta tres cilindros hidráulicos amplificados por presión que generan la fuerza de ajuste máxima a partir de una cantidad limitada de presión de ajuste.<sup>30</sup></p>
 <p><a href="https://americancompletiontools.com/act-model-f-nipple/">https://americancompletiontools.com/act-model-f-nipple/</a></p>	<p>Setting Nipple</p>	<p>Forma un perfil de bloqueo de tubería con orificio de sellado sin restricciones para ubicar dispositivos de control de flujo como válvulas de seguridad, colgadores de instrumentos entre otros<sup>31</sup>.</p>

[https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cps/contents/Data\\_Sheets/web/H/Hydraulic-Set-RDH-Packer.pdf?nav=en-US\\_completions\\_public](https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/Hydraulic-Set-RDH-Packer.pdf?nav=en-US_completions_public)

<sup>30</sup>SCHLUMBERGER. Hidraulic Setting Tool. [En línea]. 2014. 26. Schlumberger: U.S.A. p.1 [Consultado el 20 Marzo 2020] Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/hydraulic-setting-tool-ps>

<sup>31</sup>AMERICAN COMPLETION TOOLS. Act Model 'F' Nipple. [En línea]. 2020. American Completion Tools: U.S.A. p.1 [Consultado el 25 Marzo 2020] Disponible en: <https://americancompletiontools.com/act-model-f-nipple/>

Cuadro 1. (Continuación).

Imagen	Herramienta	Descripción
 <p>HALLIBURTON tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	Landing Nipple	Es un niple inferior estilo No-Go, que crea un perfil de bloqueo de tubería con un diámetro interno reducido para ubicar los dispositivos de control de flujo, los tapones, estranguladores, válvulas de retención, y colgadores de instrumentos que utilizan bloqueo pueden aterrizarse en este tipo de perfil en operaciones con cable <sup>32</sup>
 <p><a href="https://americancompletiontools.com/locator-tubing-seal-assembly/">https://americancompletiontools.com/locator-tubing-seal-assembly/</a></p>	Locator Tubing Seal Assembly	Esta herramienta se usa en el pozo en la sarta de tubería de producción, realizando un sellado en el orificio del empaque obstruyendo el paso de fluidos entre el empaque y la tubería. <sup>33</sup>
 <p><a href="http://www.completionoiltools.com/mill-out-extension/">http://www.completionoiltools.com/mill-out-extension/</a></p>	Mill Out Extension	Se usa en instalaciones donde se requieren sellos flotantes debido a las contracciones de los tubos, este accesorio de empaque, proporciona un diámetro interno más grande entre el empaque y una extensión pulida. <sup>34</sup>

<sup>32</sup>Ibíd. p.1

<sup>33</sup> AMERICAN COMPLETION TOOLS. Locator Tubing Seal Assembly. [En línea]. 2020. American Completion Tools: U.S.A. p.1 [Consultado el 25 Marzo 2020] Disponible en: <https://americancompletiontools.com/locator-tubing-seal-assembly/>

<sup>34</sup> COMPLETION OIL TOOLS. Mill Out Extension. [En línea]. 2020. Completion Oil Tools: U.S.A. p.1 [Consultado el 30 Marzo 2020] Disponible en: <http://www.completionoiltools.com/mill-out-extension/>

Cuadro 1. (Continuación).

Imagen	Herramienta	Descripción
 <p>Fuente. Halliburton tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	Mule Shoe Guide	Esta herramienta es un corte de la junta, debajo de un empaque utilizada como dispositivo de entrada de fluido y / o guía de ensambles de sellos.
 <p><a href="https://www.ptecp.com/304-pjt/">https://www.ptecp.com/304-pjt/</a></p>	Pup Joint	Es un tubo corto que sirve como accesorio de maniobra o ajuste de espaciamiento entre herramientas de un arreglo de fondo.
 <p>Propuesta técnica SCHLUMBERGER, suministrada por MT WT&amp;C Enterprise</p>	Retrivable Bridge plug	Es un tapón puente recuperable de alta presión para operaciones selectivas de una zona y múltiples zonas. Cuenta con un bypass interno que se encuentra debajo de las cuñas mecánicas y ayuda a limpiar los ripios cuando está abierto. <sup>35</sup>
 <p><a href="http://www.dloiltools.com/products/permanent-set-packers/seal-bore-extension">http://www.dloiltools.com/products/permanent-set-packers/seal-bore-extension</a></p>	Seal Bore Extension	Se usa en instalaciones donde se requieren sellos flotantes debido a las contracciones de las tuberías. Tiene el mismo diámetro interno de sección pulida de sello que el empaque de producción. <sup>36</sup>

<sup>35</sup> BUSTOS MATUK, Laura Alejandra, et al. Propuesta de mejora en los procesos de contratación en el área de Recursos Humanos de la empresa Schlumberger Surencó SA. 2020.

<sup>36</sup> D&L OIL TOOLS. Seal Bore Extension. [En línea]. 2020. 31. D&L Oil Tools: U.S.A. p.1 [Consultado el 25 Marzo 2020] Disponible en: <http://www.dloiltools.com/products/permanent-set-packers/seal-bore-extension>

Cuadro 1. (Continuación).

Imagen	Herramienta	Descripción
 <p data-bbox="302 516 716 569"><a href="https://www.dloiltools.com/products/permanent-set-packers/seal-unit">https://www.dloiltools.com/products/permanent-set-packers/seal-unit</a></p>	<p data-bbox="737 365 919 396">Seal Unit Sub</p>	<p data-bbox="1110 331 1463 531">Son unidades de sellos de diferentes longitudes y anillos de sellado de servicio para condiciones ambientales corrosivas y de alta temperatura.<sup>37</sup></p>
 <p data-bbox="302 827 716 884">HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p data-bbox="737 674 1016 705">Shear out safety joint</p>	<p data-bbox="1110 604 1463 842">Es un mecanismo de emergencia calibrado con pines de cierta resistencia que al activarse libera la sarta y herramientas arriba del empaque en caso de pega de tubería.<sup>38</sup></p>
 <p data-bbox="302 1100 716 1178"><a href="https://www.dloiltools.com/products/permanent-set-packers/snap-latch-assembly">https://www.dloiltools.com/products/permanent-set-packers/snap-latch-assembly</a></p>	<p data-bbox="737 984 886 1016">Snap Latch</p>	<p data-bbox="1110 919 1463 1083">Es una herramienta a prueba de fugas que permite asegurar la unidad de sellos entre el empaque y la sarta de producción.<sup>39</sup></p>
 <p data-bbox="302 1356 716 1413">HALLIBURTON tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p data-bbox="737 1251 927 1283">Tubing hanger</p>	<p data-bbox="1110 1213 1463 1413">Accesorio que soporta todo el peso de la sarta de producción, aislando y sellando el espacio anular con la tubería en la cabeza de pozo.</p>

<sup>37</sup>Ibíd., p.1

<sup>38</sup> HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&C ENTERPRISE. Op Cit.

<sup>39</sup> BAKER Hughes. GE Tool Catalog, Suministrado por MT WT&C ENTERPRISE. 2020

Cuadro 1. (Continuación).

Imagen	Herramienta	Descripción
 <p><a href="https://uk.rs-online.com/web/p/heat-shrink-cold-shrink-sleeves/3161625/">https://uk.rs-online.com/web/p/heat-shrink-cold-shrink-sleeves/3161625/</a></p>	<p>Tubing Joint</p>	<p>Junta de tubería conductora de los fluidos producidos de la zona de interés de diferentes grados, pesos y longitudes (rango 2 y 3) utilizada para pruebas y/o producción.</p>
 <p>HALLIBURTON tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>Unión Ajustable</p>	<p>Proporciona un medio confiable para espaciar y conectar una junta de tubería en el extremo corto de un completamiento dual. También se puede usar para espaciar el tubo de producción cerca de la superficie en terminaciones simples y dobles.<sup>40</sup></p>
 <p><a href="https://www.slb.com/completions/well-completions/completion-accessories/adjustable-union-and-joint/aut-1-adjustable-union">https://www.slb.com/completions/well-completions/completion-accessories/adjustable-union-and-joint/aut-1-adjustable-union</a></p>	<p>Junta Telescópica</p>	<p>Permite compensar la contracción y elongación de la tubería de producción con un movimiento ascendente y descendente a su vez se utiliza para espaciamiento de la sarta de producción.<sup>41</sup></p>

<sup>40</sup> SCHLUMBERGER. Hidraulic Setting Tool. Op. Cit.

<sup>41</sup> SCHLUMBERGER. Hidraulic Setting Tool. Op. Cit.

Cuadro 1. (Continuación).

Imagen	Herramienta	Descripción
 <p data-bbox="300 468 703 604"><a href="https://www.halliburton.com/en-US/ps/completions/well-completions/subsurface-safety-valves/ne-tubing-retrievable-packers-safety-valve.html">https://www.halliburton.com/en-US/ps/completions/well-completions/subsurface-safety-valves/ne-tubing-retrievable-packers-safety-valve.html</a></p>	<p data-bbox="735 363 1094 394">Válvula de subsuelo TRSV</p>	<p data-bbox="1110 363 1464 562">Es una válvula de seguridad de subsuelo que puede ser controlada en superficie y está diseñada para cerrar un pozo en un punto específico.<sup>42</sup></p>
 <p data-bbox="300 884 719 940">MT WT&amp;C Enterprise, propuesta técnica.</p>	<p data-bbox="743 741 1036 772">Wire Line Entry Guide</p>	<p data-bbox="1110 611 1464 871">Es un accesorio que se encuentra en la extremidad de la sarta de producción que permite el acceso centralizado de las herramientas de registro de las herramientas de registro sin restricción.</p>

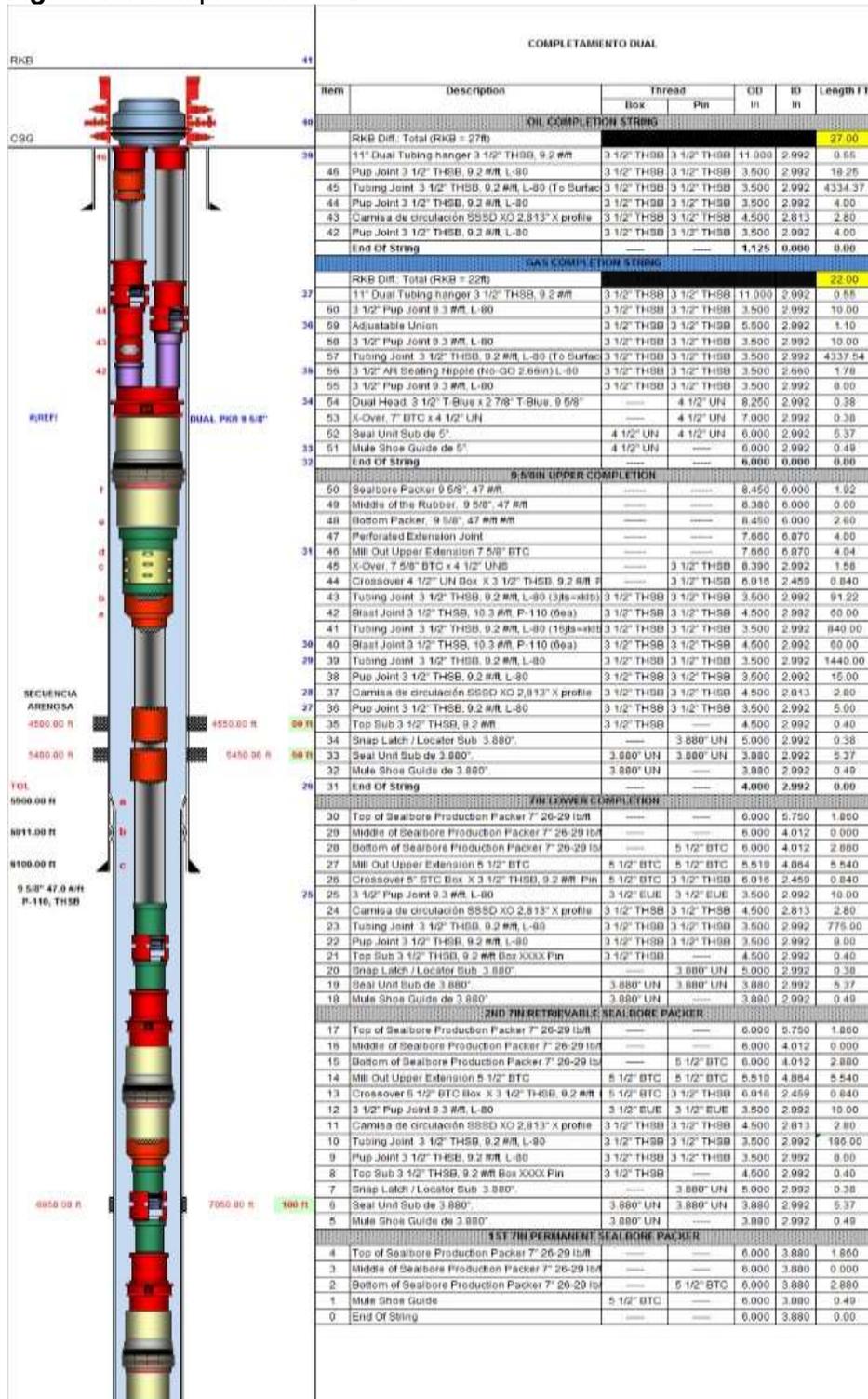
**Fuente:** elaboración propia.

**3.2.1.1 Completamiento Dual.** Este tipo de completamiento busca que dos tuberías de producción instaladas de forma paralela en el pozo, tenga un flujo independiente para cada formación. Es necesario aislar las formaciones para evitar la mezcla de fluidos en el fondo.

➤ **Componentes del arreglo Dual.** En la figura 16 y 17 se presenta el estado mecánico del pozo exploratorio junto con el diseño de completamiento Dual y las especificaciones técnicas de las herramientas que lo componen.

<sup>42</sup> HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&C ENTERPRISE. Op Cit.

Figura 16. Completamiento Dual



**Figura 16.** (Continuación).

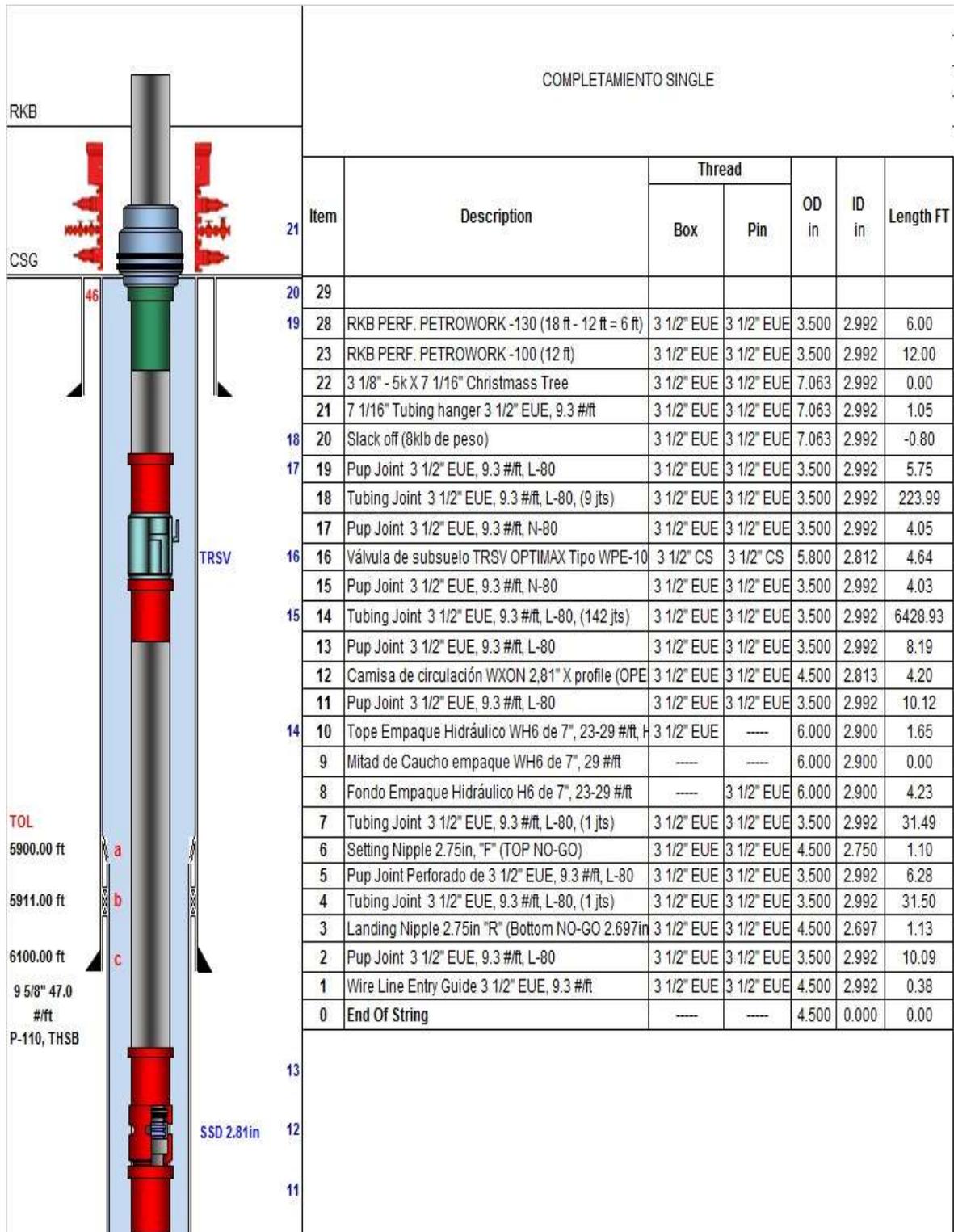


**Fuente:** elaboración propia

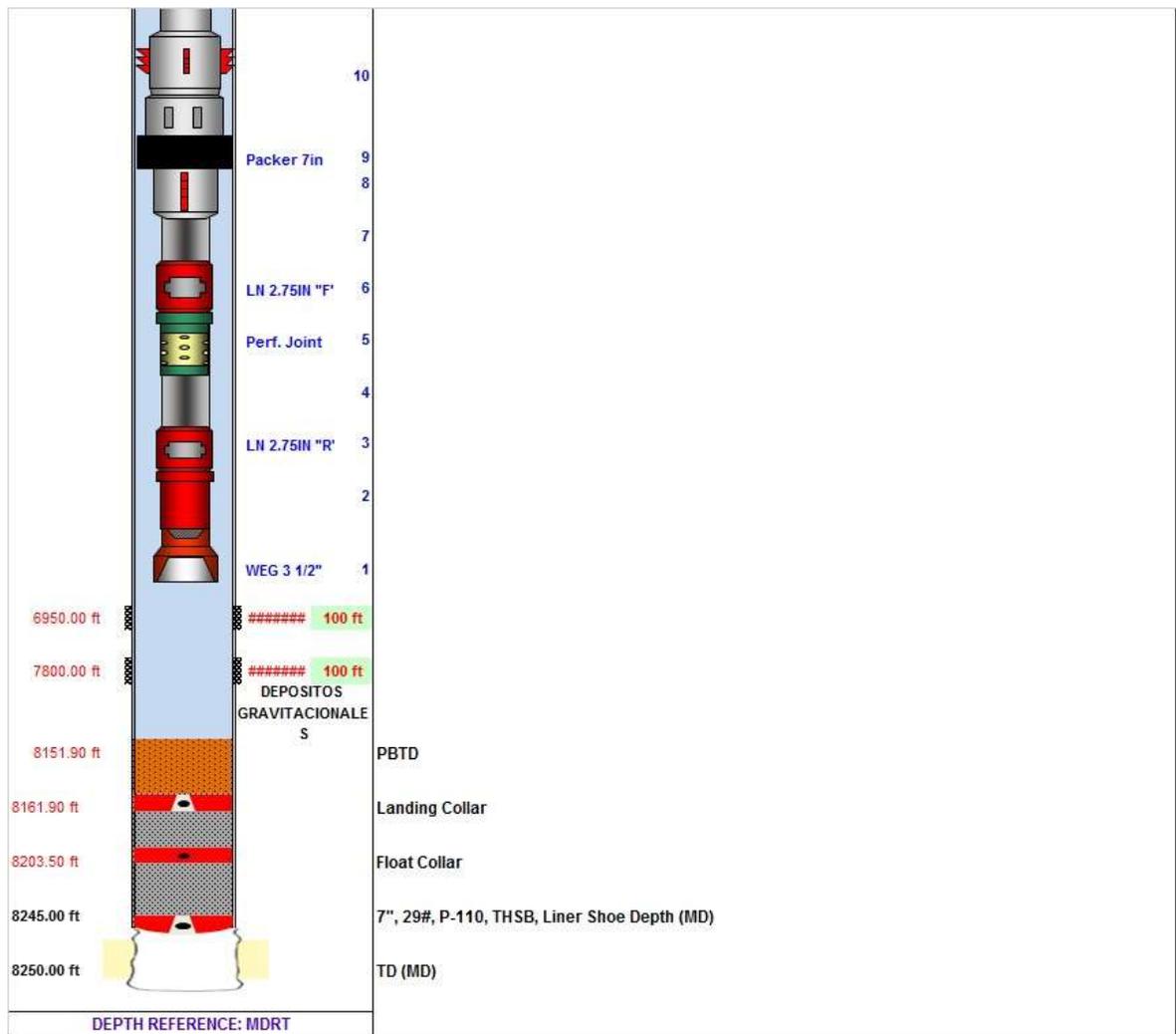
**3.2.1.2 Completamiento Single.** Este tipo de completamiento es el más sencillo ya que la producción viene de una sola zona de interés y por esta razón el tipo de arreglo de completamiento necesita una mínima cantidad de accesorios de completamiento, dependiendo de las características de producción requeridas. Consiste en un conducto que va desde fondo hasta la superficie.

➤ **Componentes arreglo single.** En la figura 18 y 19 se presenta el estado mecánico del pozo exploratorio junto con el diseño de completamiento Single y las especificaciones técnicas de las herramientas que lo componen.

**Figura 17. Completamiento Single**



**Figura 17.** (Continuación).



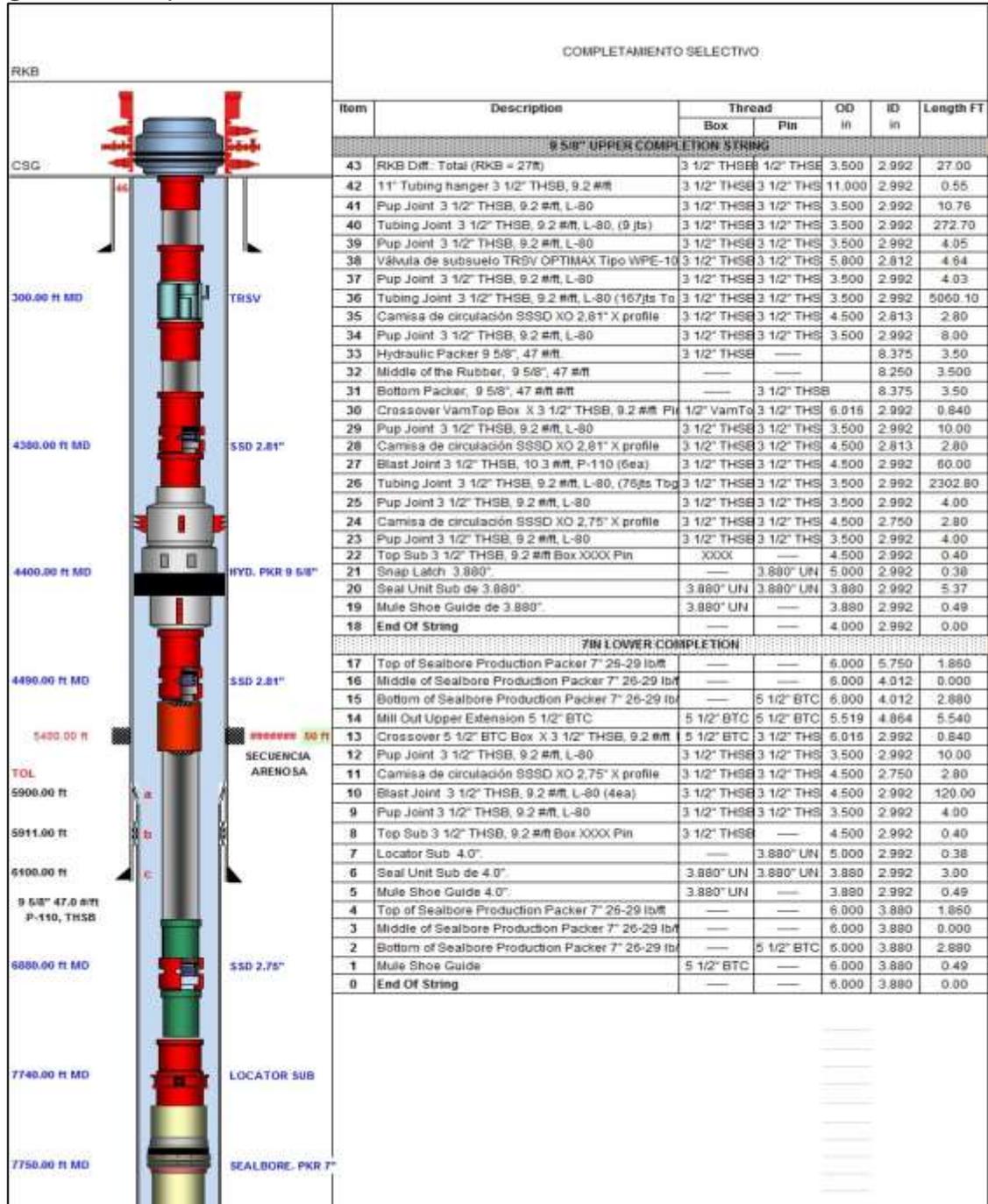
**Fuente:** elaboración propia

**3.2.1.3 Completamiento Selectivo.** Este tipo de completamiento se destaca por la producción de varias zonas simultáneamente, en las que se pueden presentar diferentes presiones, propiedades de fluidos y caudales.

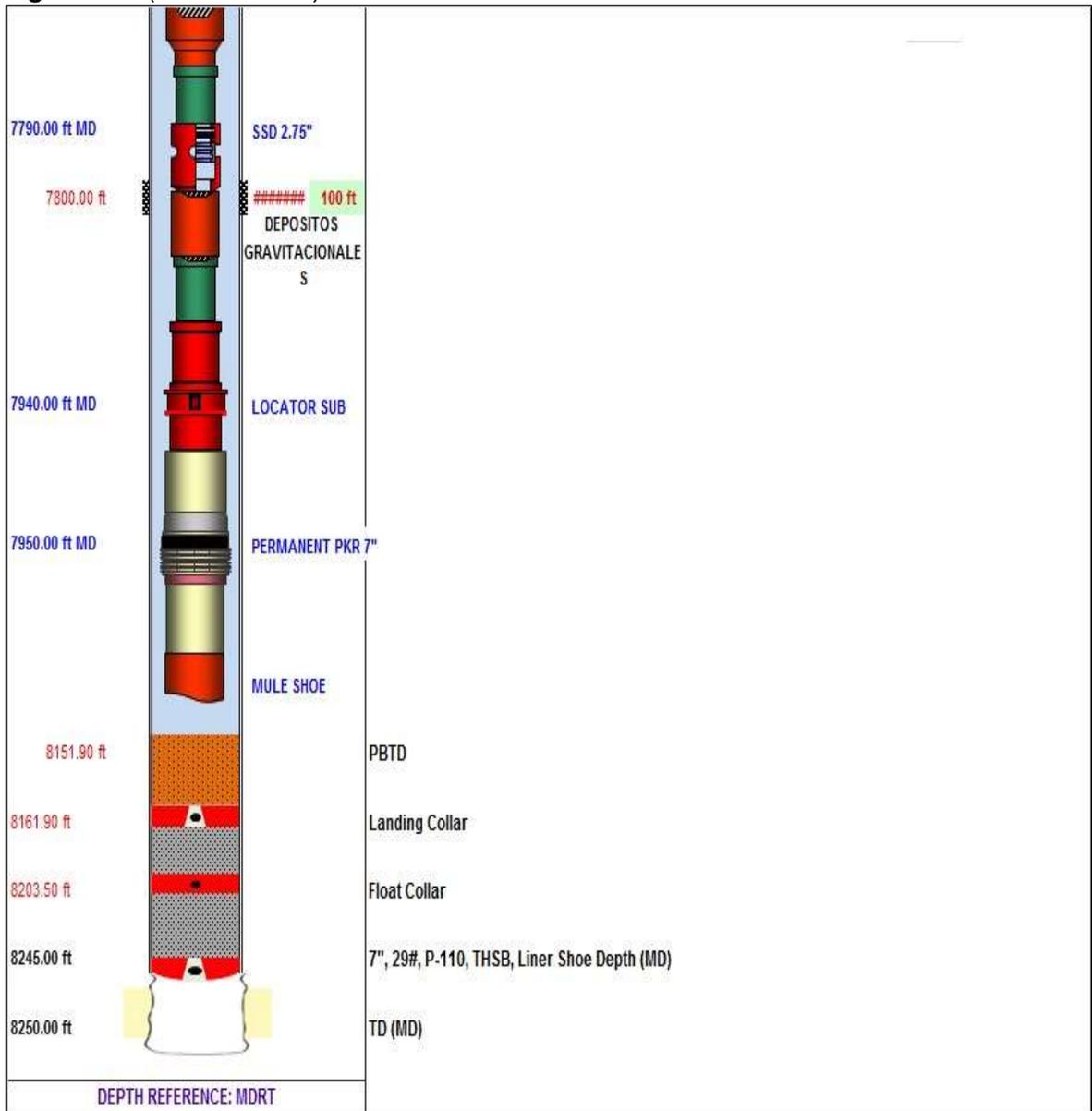
Este arreglo tiene herramientas de apertura y cierre para permitir una producción selectiva.

➤ **Componentes del arreglo Selectivo.** En la figura 20 y 21 se presenta el estado mecánico del pozo exploratorio junto con el diseño de completamiento Dual y las especificaciones técnicas de las herramientas que lo componen.

Figura 18. Completamiento Selectivo



**Figura 18.** (Continuación).



**Fuente:** elaboración propia

**3.2.2 Descripción de las Herramientas para la Prueba DST.** En la tabla 22 se presentan las herramientas usadas en la prueba DST con su descripción e imagen correspondiente.

**Cuadro 2.** Herramientas prueba DST

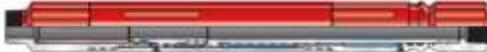
Imagen	Herramienta	Descripción
 <p>HALLIBURTON test tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>RD Safety Circulating Valve</p>	<p>Esta herramienta funciona como válvula de seguridad y como válvula de circulación. Actúa como válvula de seguridad cuando la presión del anillo alcanza un valor predeterminado de presión, aislando la tubería bajo la herramienta, y como válvula de circulación cuando se remueve la sección de la válvula de bola.<sup>43</sup></p>
 <p>HALLIBURTON test tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>Drain Valve</p>	<p>La válvula de drenaje consta de un cuerpo con puerto, manguito deslizante y tuerca giratoria, que controla la posición del manguito deslizante. Es adecuada para aliviar la presión y drenar los fluidos contenidos.<sup>44</sup></p>
 <p>HALLIBURTON test tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>OMNI Circulating Valve DT</p>	<p>Se acciona durante la operación y contiene fluido hasta un valor predeterminado de presión y luego lo libera. La válvula OMNI consta de una sección de nitrógeno, un sistema de aceite, una válvula de circulación y una válvula de bola. La sección de nitrógeno contiene el gas nitrógeno que contrarresta las presiones hidrostáticas y anulares.<sup>45</sup></p>

<sup>43</sup> HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&C ENTERPRISE. Op Cit.

<sup>44</sup> HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&C ENTERPRISE. Op Cit.

<sup>45</sup> HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&C ENTERPRISE. Op Cit.

**Cuadro 2. (Continuación).**

Imagen	Herramienta	Descripción
 <p>HALLIBURTON test tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>Select Valve Tester</p>	<p>Esta herramienta es operada con presión aplicada, la herramienta se puede bloquear abrir y luego volver a la secuencia de funcionamiento normal en cualquier momento.<sup>46</sup></p>
 <p><a href="https://northstardst.com/dst-solutions-3050CA-quad-gauge-carrier">https://northstardst.com/dst-solutions-3050CA-quad-gauge-carrier</a></p>	<p>Gauge Carrier</p>	<p>Soporta hasta cuatro u ocho medidores electrónicos de presión y temperatura de memoria, según el modelo. Cada medidor puede soportar la presión de la tubería y se ejecutan por debajo y por encima de la válvula de prueba para medir la presión de cierre, y el fluido recuperado. El acceso externo a los medidores permite un acceso rápido a los datos de prueba sin desmontar la herramienta.<sup>47</sup></p>
 <p>HALLIBURTON test tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>Tubing String Test</p>	<p>Es una válvula de apertura total y se utiliza realizar pruebas de integridad de la tubería y se activa mediante presión diferencial y/o absoluta.<sup>48</sup></p>
 <p>HALLIBURTON test tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>Big Jhon Jar</p>	<p>Esta herramienta ayuda a recuperar las herramientas atascadas en la sarta, de un tirón.<sup>49</sup></p>

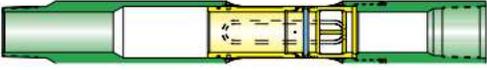
<sup>46</sup> HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&C Enterprise. Op Cit.

<sup>47</sup> Northstar. 2020. Description Gauge carrier. Disponible en: <https://northstardst.com/dst-solutions-3050CA-quad-gauge-carrier>

<sup>48</sup> HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&C Enterprise. Op Cit.

<sup>49</sup> HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&C Enterprise. Op Cit.

**Cuadro 2. (Continuación).**

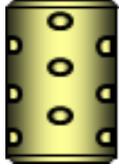
Imagen	Herramienta	Descripción
 <p>HALLIBURTON test tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>RTTS Safety Joint</p>	<p>Es un dispositivo opcional de reversa, esta herramienta libera el empaque de la junta si este se atasca durante la operación<sup>50</sup></p>
 <p>HALLIBURTON test tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>Champ Packer V</p>	<p>Es un empaque recuperable con un bypass concéntrico. A medida que la herramienta se baja al pozo, una ranura en J mantiene abierto el bypass. Cuando se configura el empaque, se activa un pistón de equilibrio por presión que mantiene cerrado el bypass. El bypass permite que pasen fluidos alrededor de la parte inferior de la herramienta cuando se retira del pozo.<sup>51</sup></p>
 <p>HALLIBURTON test tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>Shock Absorber Vertical</p>	<p>Está diseñado para proteger la presión, medir componentes de cargas de choque verticales y normalmente se ejecuta debajo del empaque. Los amortiguadores protegen los equipos de medición de presión u otros componentes sensibles en la sarta.<sup>52</sup></p>
 <p>Fuente: Suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	<p>Balanced Isolation Tool BIT (Glass Disc)</p>	<p>El disco de vidrio que está en el pistón flotante evita que se acumulen residuos en el cabezal de disparo. La presión se equilibra a través de la barrera de vidrio por medio de puertos de compensación en el pistón. El conjunto BIT se ejecuta entre el cabezal de disparo y el empaque.</p>

<sup>50</sup> HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&C ENTERPRISE. Op Cit.

<sup>51</sup> HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&C ENTERPRISE. Op Cit.

<sup>52</sup> HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&C ENTERPRISE. Op Cit.

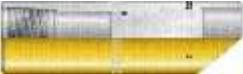
**Cuadro 2.** (Continuación).

Imagen	Herramienta	Descripción
 <p>JRC, TCP Firing Systems and Ancillary Equipment</p>	<p>Mechanical Firing Head</p>	<p>Es una herramienta de disparo accionada mecánicamente normalmente utilizada en pozos verticales.<sup>53</sup></p>
 <p>Elaboración Propia.</p>	<p>Safety Gun y/o Spacer Gun</p>	<p>Cañón utilizado para espaciar la cabeza de disparo (explosivo primario) del cañón (explosivo secundario) durante el armado y corrida en superficie o para espaciar cañones entre intervalos a disparar.</p>
 <p><a href="http://www.hunting-intl.com/media/348774/direct-pressure-firing-head.jpg">http://www.hunting-intl.com/media/348774/direct-pressure-firing-head.jpg</a></p>	<p>Hydraulic Firing Head</p>	<p>Es operado a presión absoluta que se activa por la suma de la presión hidrostática y la presión aplicada. Cuando la presión absoluta excede un nivel predeterminado, el pistón de activación es forzado hacia arriba, rompiendo los pasadores de corte. Esta herramienta es inmune a los fluidos de pozo con alto contenido de sólidos y conserva todas las características de seguridad integradas en cada sistema de disparo.<sup>54</sup></p>
 <p><a href="https://connect.slb.com/~media/Files/coiled_tubing/product_sheets/coiltools/coiltools_bull_nose_ps.pdf">https://connect.slb.com/~media/Files/coiled_tubing/product_sheets/coiltools/coiltools_bull_nose_ps.pdf</a></p>	<p>Bull Nose</p>	<p>Es un tapón guía que se utiliza en la parte inferior del cañón para mantener aislados los explosivos de los fluidos del pozo.</p>

<sup>53</sup> JET RESEARCH CENTER.. TCP Firing Systems. [En línea]. 2020. Jet Research Center.: U.S.A. p.1 [Consultado el 01 abril 2020] Disponible en: <https://www.jetresearch.com/jrc/products/perforating-systems/tcp-firing-systems/tcp-systems.html>

<sup>54</sup>Ibid. p.1

**Cuadro 2.** (Continuación).

Imagen	Herramienta	Descripción
 <p>HALLIBURTON test tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise</p>	ON-OFF Tool	Sirve para desconectar la sarta de producción sin liberar los empaques de producción.
 <p><a href="https://www.alibaba.com/product-detail/API-Mule-Shoe-Wireline-Entry-Guide_60662377230.html">https://www.alibaba.com/product-detail/API-Mule-Shoe-Wireline-Entry-Guide_60662377230.html</a></p>	Tapón Expulsable	Accesorio que va calibrado a cierta presión y son expulsados al fondo del pozo para circular o producir el pozo.
 <p>Halliburton test tool catalog, suministrado por MT WT&amp;C Enterprise.</p>	EZ Drill SVB Squeeze Packer	Provee un asentamiento y sello bajo altas presiones y temperaturas. Aunque principalmente se usa para cementaciones forzadas, puede también ser usado como tapón puente o inclusive para probar sargas de trabajo. Acorde a su uso, esta herramienta puede ser corrida rápidamente y de igual manera perforada de manera fácil. <sup>55</sup>

**Fuente:** elaboración propia

**3.2.2.1 Componentes de la prueba DST.** En la figura 22 y 23 se presenta el estado mecánico del pozo exploratorio junto con el completamiento para la prueba DST/TCP y las especificaciones técnicas de las herramientas que lo componen.

<sup>55</sup> HALLIBURTON Tool Catalog, suministrado por MT WT&C ENTERPRISE. Op Cit.

Figura 19. Completamiento Prueba DST

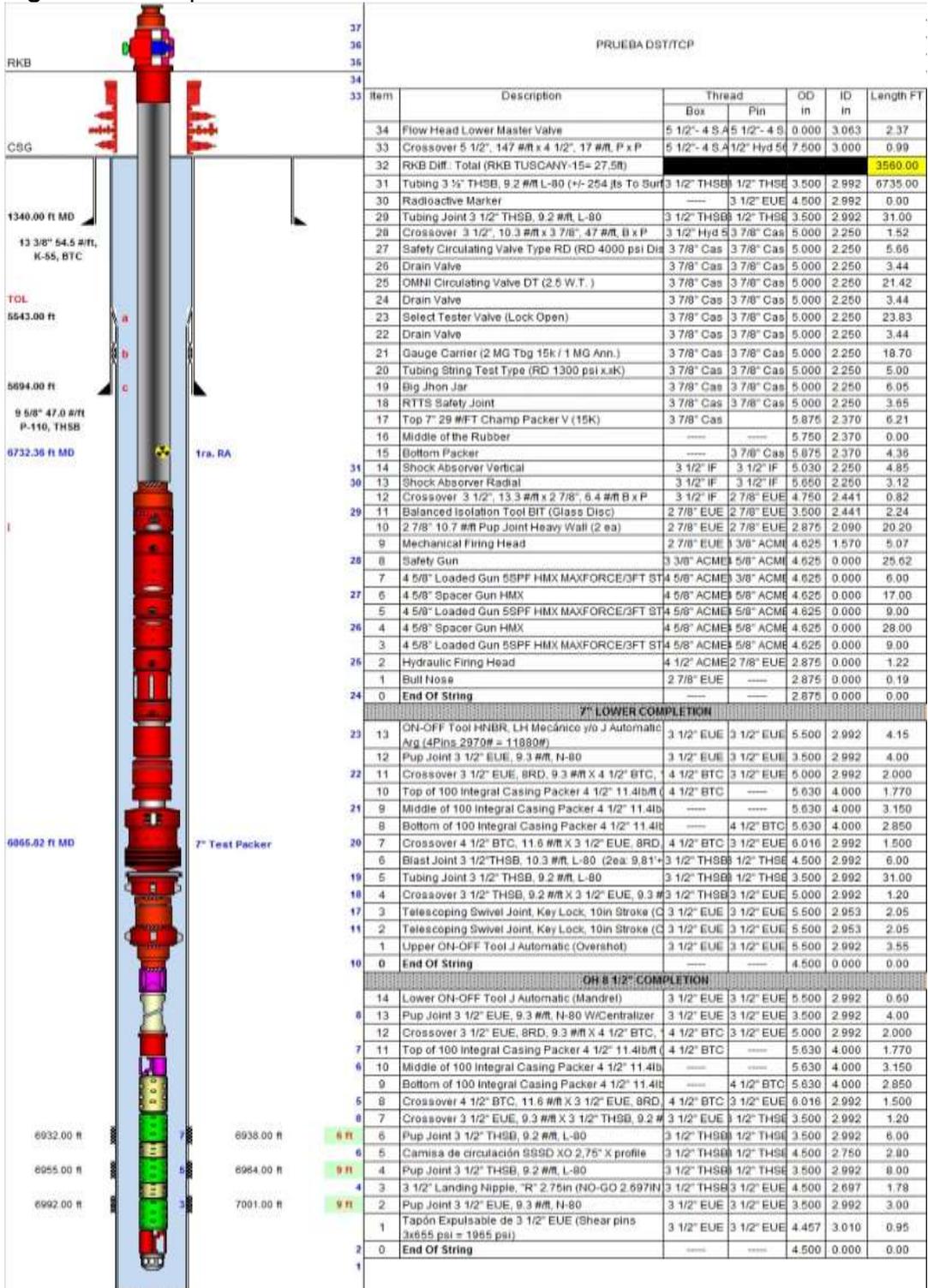
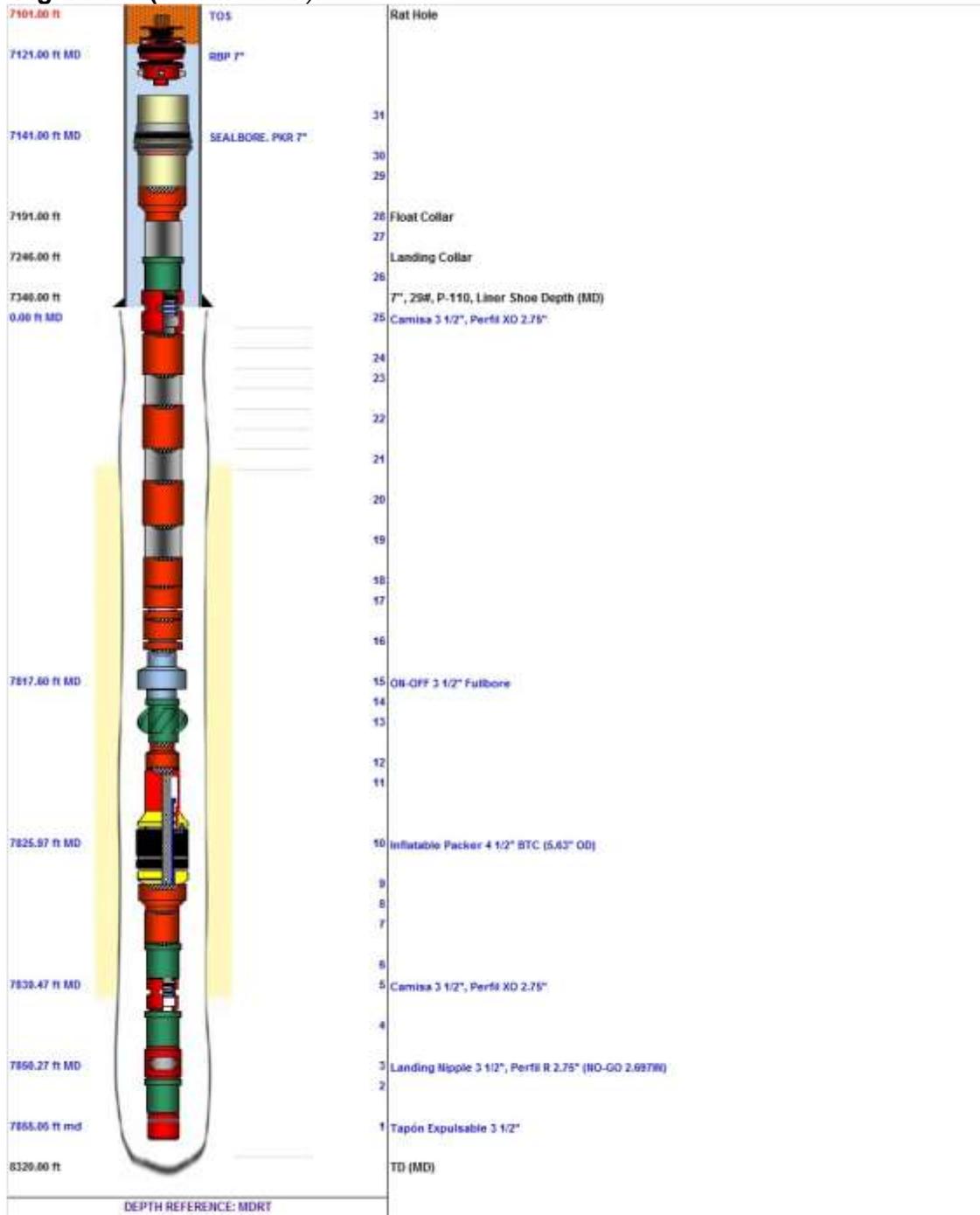


Figura 19. (Continuación).



Fuente: elaboración propia

### 3.3 EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD FINANCIERA MEDIANTE EL INDICADOR COSTO BENEFICIO

A continuación se presenta la implementación del indicador económico, mediante el cual se pueden estimar los costos reales y los beneficios que representa cada arreglo de completamiento planteado. Al demostrar la viabilidad financiera de cada completamiento, se escogerán las opciones más apropiadas para su implementación.

**Ecuación 5.** Relación beneficio costo configuración Single.

$$\text{Beneficio costo } \frac{B}{C} = \frac{207032}{143750} = 1,44$$

De esta forma se logra un factor de 2,36, lo cual indica que el proyecto es viable financieramente debido a que el cociente obtenido es mayor a 1. Esto habilita la configuración en caso de ser necesaria su implementación dadas las características reales del pozo. A pesar de tener un cociente de costo beneficio de más del doble de la inversión, se debe tomar en cuenta que el modelo single se limita a la producción de una zona y no ofrece diversas configuraciones para acoplarse a las características reales del pozo.

**Ecuación 6.** Relación beneficio costo configuración Selectivo.

$$\text{Beneficio costo } \frac{B}{C} = \frac{230628}{143750} = 1,27$$

El indicador determina un factor de 1,27, lo cual pone en consideración a la configuración de completamiento, pues además de ser viable financieramente es una modelo que puede tener distintas configuraciones y con opción de producción de diferentes zonas.

**Ecuación 7.** Relación beneficio costo configuración Dual.

$$\text{Beneficio costo } \frac{B}{C} = \frac{230628}{281483} = 0,76$$

De esta manera se logra un factor de 0,76 lo cual inhabilita la viabilidad financiera del proyecto, esto es debido a que los grandes costos en herramientas de la configuración dual no son compensados por la producción esperada del pozo, además se descarta la configuración dual debido a las altas exigencias por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos para su implementación sumado a la dificultad de obtención de el cabezal de producción dual, sus altos costos y tiempos de espera.

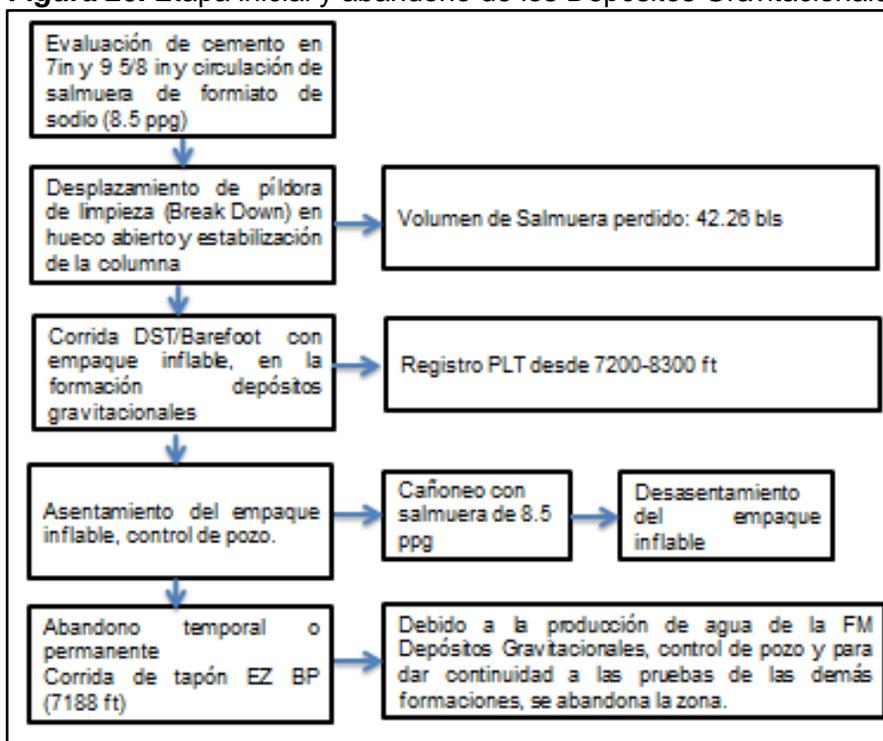
### 3.4 IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO DE COMPLETAMIENTO SELECCIONADO

**3.4.1 Resumen Operacional.** A continuación se presenta el resumen operacional con los eventos más importantes en la implementación del completamiento en el pozo exploratorio.

#### 3.4.1.1 Etapa Inicial y Abandono de la Formación Depósitos Gravitacionales.

En esta etapa se muestra la descripción de lo que sucedió en el pozo exploratorio desde el momento en el que se recibió el pozo al equipo de perforación, hasta el abandono de la Formación Depósitos Gravitacionales.

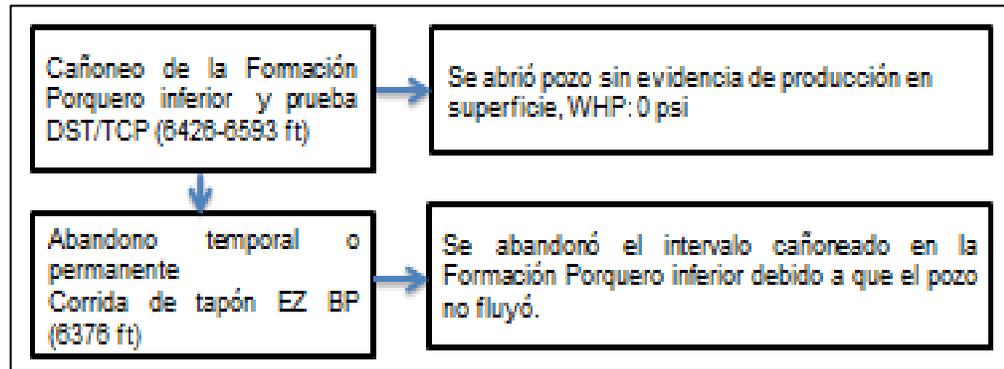
**Figura 20.** Etapa inicial y abandono de los Depósitos Gravitacionales



**Fuente:** elaboración propia

**3.4.1.2 Cañoneo, Prueba y Abandono de la Formación Porquero Inferior (6426-6593 ft).** En esta etapa se describe secuencialmente el cañoneo, prueba y el abandono realizado a la Formación Porquero Inferior a una profundidad de 6426 ft.

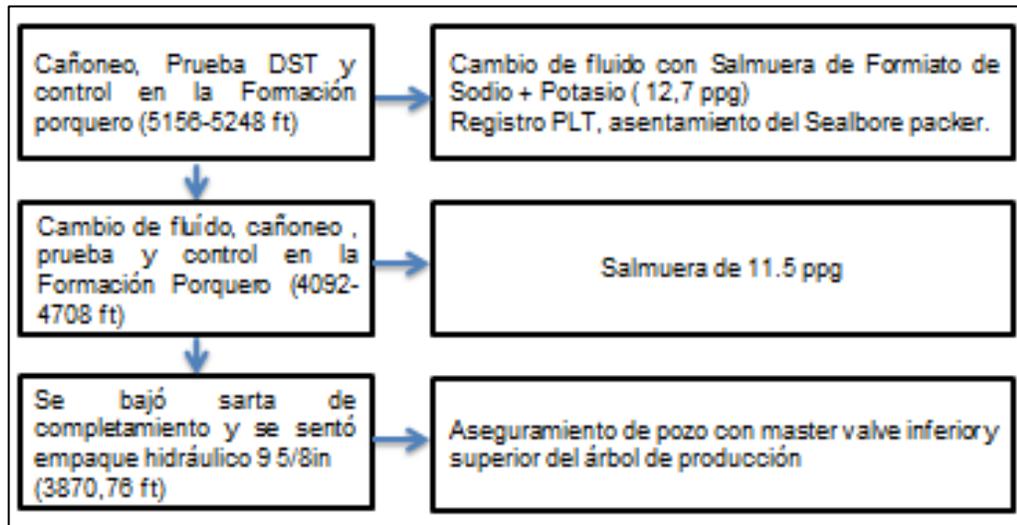
**Figura 21.** Etapa de Cañoneo, Prueba y Abandono (6426-6593 ft)



**Fuente:** elaboración Propia

**3.4.1.3 Cañoneo, Prueba a Formaciones Porquero Medio y Porquero Inferior, e implementación de Sarta de completamiento.** En esta etapa se describe el cañoneo, prueba e implementación del completamiento final modificado (Completamiento Selectivo), a las Formaciones Porquero Inferior (5156), y Porquero Medio (4092 ft).

**Figura 22.** Cañoneo, prueba, e implementación de completamiento.



**Fuente:** elaboración Propia

**3.4.2 Análisis de los Resultados.** A continuación se presenta el análisis de los resultados obtenidos en la implementación, teniendo en cuenta los problemas operacionales presentados en el pozo exploratorio.

**3.4.2.1 Problemas operacionales.** Teniendo en cuenta los resultados de la perforación, el plan de cementación inicial fue modificado en la formación Depósitos Gravitacionales y basamento (7344-8320 ft). Esto se presentó debido al influjo de agua de la Formación Depósitos gravitacionales que impidió la cementación del intervalo de interés.

**3.4.2.2 Resultados de prueba DST.** Se realizó la prueba DST/TCP, DST/BAREFOOT a las formaciones Porquero Medio, Porquero Inferior y Depósitos Gravitacionales respectivamente.

Se confirmó la geología de los Depósitos gravitacionales, como una Formación de depósitos asociados a la Formación porquero, y correspondió a una mezcla de carbonatos, areniscas, arcillolitas, limolitas, y fragmentos meteorizados de basamento, mediante el Side Wall Core. Se obtuvieron los datos de producción de la Formación Porquero Medio, Porquero Inferior y Depósitos gravitacionales como se evidencia en la tabla.

**Tabla 22.** Producción real del Pozo Exploratorio

Formación Probada	Producción de gas (MMSCFD)	Producción de aceite (BOPD)	Producción de agua (BWPD)
Porquero Medio	1.2	0	0
Porquero Inferior	1.8	0	0
Depósitos Gravitacionales	0	0	1000

**Fuente:** elaboración propia

Teniendo en cuenta los resultados de los fluidos producidos, se realizó la selección del Completamiento Selectivo como el más adecuado para su implementación.

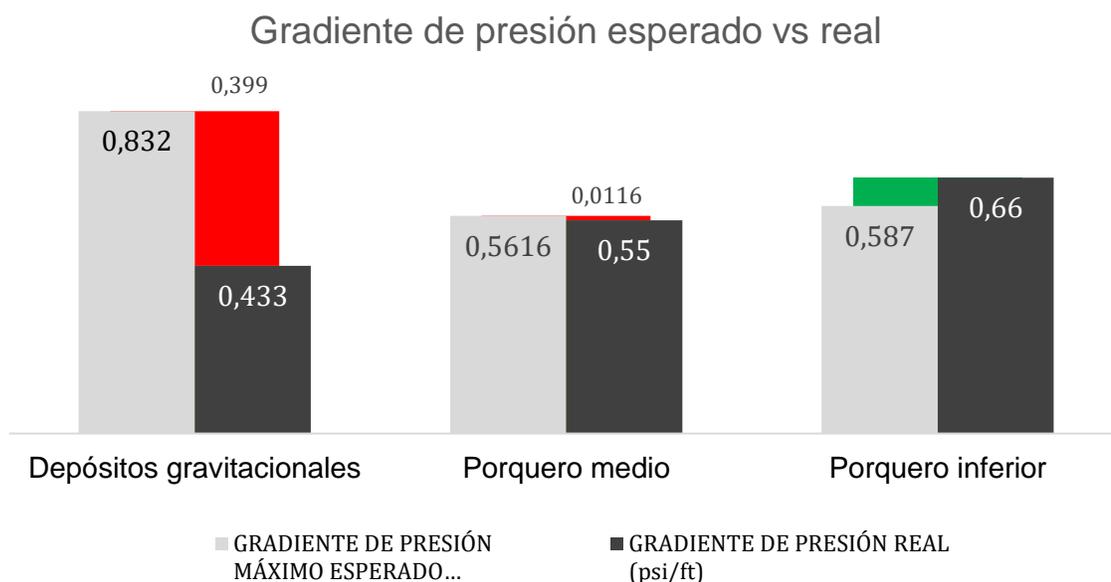
**3.4.2.2 Gradiente de presión real.** En la tabla 20. se presentan los gradientes de presión esperados y reales de las formaciones de interés en el pozo exploratorio.

**Tabla 23.** Gradientes de Presión

Formación Probada	Gradiente de presión Máximo esperado ( psi/ft)	Gradiente de presión real (psi/ft)
Depósitos Gravitacionales	0.832	0.433
Porquero Medio	0.5616	0.55
Porquero Inferior	0.587	0.66

**Fuente:** elaboración propia

**Figura 23.** Comparación gradientes planeados vs reales.



**Fuente:** elaboración propia

En la gráfica se puede observar los desfases encontrados durante el desarrollo del proyecto entre los gradientes de presión estimados y los gradientes reales encontrados en las zonas de interés, mostrando en rojo las caídas y en verde los aumentos en el gradiente de presión.

**3.4.3 Fluido de Intervención final para el Pozo Exploratorio.** El plan de fluidos a implementar para control y pruebas de pozo fue modificado, eliminando el uso del agente pesante MICROMAX, y se controló la formación Depósitos Gravitacionales con Formiato de Sodio de 8.5 ppg, la Formación Porquero Medio con Salmuera de 11,5 ppg, y la Formación Porquero Inferior con Salmuera de 12,7 ppg.

Adicionalmente se confirmó la coexistencia de dos gradientes de presión diferentes, permitiendo la implementación del modelo de completamiento selectivo. El fluido de control utilizado inicialmente para controlar pozo fue salmuera formiato de sodio ( $\text{HCOO}^- \text{Na}^+$  con un peso se 8.5 ppg, bajo la siguiente formulación.

**Tabla 24.** Formulación Salmuera, formiato de sodio 8,5 ppg

Aditivo	Función	Concentración
Formiato De Sodio	Inhibición De Arcillas / Agente Densificante	14,2 ppb
Agua Filtrada	Fluido Base	0,98 bbbls / bbl de Mezcla
Glutaraldehído	Bactericida	0,2 gpt

**Fuente:** elaboración propia

A lo largo de las diferentes operaciones y atendiendo principalmente al control de pozo se mezcló salmuera de diferentes densidades, las cuales fueron 12,2 ppg y 12,5 ppg. Con las siguientes formulaciones.

**Tabla 25.** Formulación Salmuera, formiato de sodio + Potasio 12,2 ppg

<b>Aditivo</b>	<b>Función</b>	<b>Concentración</b>
Formiato De Sodio	Inhibición De Arcillas / Agente Densificante	90 ppb
Formiato De Potasio	Inhibición De Arcillas / Agente Densificante	0,549 bbl / bbl de Mezcla
Agua Filtrada	Fluido Base	0,338 bbls / bbl de Mezcla
Glutaraldehído	Bactericida	0,2 gpt

**Fuente:** elaboración propia

**Tabla 26.** Formulación Salmuera, formiato de sodio + Potasio 12,5 ppg

<b>Aditivo</b>	<b>Función</b>	<b>Concentración</b>
Formiato De Sodio	Inhibición De Arcillas / Agente Densificante	94,5 ppb
Formiato De Potasio	Inhibición De Arcillas / Agente Densificante	0,603 bbl / bbl de Mezcla
Agua Filtrada	Fluido Base	0,275 bbls / bbl de Mezcla
Glutaraldehído	Bactericida	0,2 gpt

**Fuente:** elaboración propia

El fluido base para las mezclas fue agua industrial proveniente de los puntos de captación permitidos en el plan de manejo ambiental, el cual en todo momento se pasó por la unidad de filtración, empleando cartuchos de 2 y 5 micras de diámetro del medio filtrante de acuerdo a la calidad del agua que se recibía. Hasta obtener turbidez por debajo de 30 NTU, minimizando así la presencia de sólidos que pudieran generar algún daño de formación. Para el desplazamiento de fluido inhibido se utilizó bombeo en directa a 3,5 bpm y desplazó 500 bbl de salmuera formiato de sodio + potasio de 12,5 ppg inhibido (Packer Fluid), con la siguiente formulación.

**Tabla 27.** Formulación Salmuera, formiato de sodio + Potasio 12,5 ppg.

<b>Aditivo</b>	<b>Función</b>	<b>Concentración</b>
Formiato De Sodio	Inhibición De Arcillas / Agente Densificante	94,5 ppb
Formiato De Potasio	Inhibición De Arcillas / Agente Densificante	0,603 bbl / bbl de Mezcla
Agua Filtrada	Fluido Base	0,275 bbls / bbl de Mezcla
Glutaraldehído	Bactericida	0,3 gpt
Soda Caústica	Agente Alcalino	0,5 ppb
Bicarbonato De Sodio	Agente Buffer	0,5 ppb

**Fuente:** elaboración propia

**3.4.4 Modificación del Completamiento Selectivo.** Al analizar los parámetros reales, se modificó el arreglo de completamiento Selectivo como se evidencia en la figura 27 del estado mecánico implementado, junto con las especificaciones técnicas de las herramientas usadas. El completamiento selectivo implementado, aplica el plan de abandono temporal o permanente de formaciones. Se procedió a abandonar la formación depósitos gravitacionales con tapón EZ, el cual puede ser molido en caso de abandono temporal.

**3.4.4.1 Estado mecánico final implementado.** En el anexo 2 y 3. se presentan el estado mecánico implementado de completamiento Selectivo, con sus respectivas modificaciones, teniendo en cuenta el plan de abandono de Formaciones, y la tabla de especificaciones técnicas de cada herramienta.

## 4. CONCLUSIONES

Con base en los resultados del proyecto se pueden presentar las siguientes conclusiones

- La evaluación detallada de los pozos de correlación y las propiedades que se encontraron en bloques aledaños, son un factor determinante para predecir correctamente el comportamiento del pozo exploratorio.
- A pesar de que el indicador costo-beneficio determinó que el arreglo single era el más viable financieramente. En verdad el arreglo selectivo representa un mayor beneficio debido a su maleabilidad en materia de producción e intervenciones de pozo.
- El completamiento dual requiere grandes inversiones, además del costo monetario, requiere de tiempos extensos debido a la poca presencia de sus herramientas en el país.
- El arreglo de completamiento single no representó una opción viable debido a que solo puede producir una zona y la ganancia de esta manera no sería comparable con los gastos presentados en el proyecto.
- Al implementar el completamiento, durante las pruebas DST y atendiendo principalmente el control de pozo, se seleccionó como fluido de control salmuera de 12,5 ppg y no fue necesario el uso de MICROMAX, debido a los gradientes de presión encontrados en la Formación Porquero Medio y Porquero Inferior de 0,55 psi/ft y 0.66 psi/ft respectivamente. Y se pudo implementar un fluido de completamiento limpio.
- La formación depósitos gravitacionales si se encontró en los intervalos de profundidad estimados al principio del Proyecto, pero por el contrario de lo que se pensaba no es una formación sobre presionada con gradientes por encima de los 0.8 psi/ft. En realidad se encontró un gradiente de presión equivalente al agua de 0.433 psi/ft.
- La formación depósitos gravitacionales no presentó producción de aceite, se registró producción de gas pero no lo suficiente para que el completamiento de la zona fuera rentable.

- El país no cuenta con fluidos de alto peso con bajo contenido en sólidos para operaciones de completamiento, estos representan un reto para su obtención.
- Las predicciones de profundidad, producción, gradientes de presión y tipo de fluido en la formación porquero fueron acertados en todos los aspectos.
- Una vez analizados todos los diseños de completamiento, se determinó que para el pozo exploratorio en el valle inferior del Magdalena el mejor diseño de completamiento por su versatilidad y uso es el selectivo, debido a que permite la producción de la Formación Porquero Medio y Porquero Inferior de una forma selectiva o commingled, indicando una relación costo beneficio más alta.
- El diseño de completamiento Selectivo implementado, permite futuras intervenciones de Workover y/o well service, aislando las formaciones con diferentes gradientes de presión y controlando el pozo gracias a los sellos mecánicos que las aíslan por separado.
- Según las pruebas realizadas en el pozo exploratorio, los Depósitos Gravitacionales no presentaron producción de aceite pero si una producción de 1000 BWPD. El gradiente de presión encontrado fue de 0.433 psi/ft, variando significativamente en comparación con el esperado de 0.83 psi/ft.

## 5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda la adición de Micromax cuando se necesiten fluidos de alto peso. Esto debido a su bajo contenido en sólidos y su precio económico frente a otras sustancias.
- Se recomienda probar en futuras ocasiones la formación depósitos gravitacionales, pues a pesar de no ser productora en el pozo exploratorio esto pudo deberse a errores en la fase de perforación que dañaron la cara a la formación.
- Se recomienda en caso de necesitar fluidos de alto peso, generar un buen plan de tiempos debido a la escases de los mismos y los extensos tiempos de espera para su obtención.
- Se recomienda la implementación de arreglos selectivos en pozos donde se busque producir varias zonas, pues esta genera múltiples opciones para producción del pozo.
- Se recomienda la configuración de empaques hidráulicos y Seal Bore Packer que faciliten las posibles intervenciones a pozo después del completamiento.
- Se recomienda tener en cuenta todas las ofertas de servicio de las compañías a nivel nacional, las especificaciones de las herramientas, y la experiencia del personal para la planeación en pozos de gas.
- Se recomienda contar con las herramientas de Back up después de la planeación, para evitar los tiempos no productivos y sobrecostos durante la ejecución.
- Se recomienda analizar los completamientos propuestos en este proyecto de grado para futuras intervenciones en pozos con diferentes gradientes de presión, además del plan de fluidos pesados que minimiza los costos considerablemente.

## BIBLIOGRAFÍA

AGUIAR Miguel B., CABALLERO Angela M. Seminario Sistemas Turbidíticos Curso [En línea] 2003 [Consultado el 20 febrero 2020] Disponible en: <http://www2.ulpgc.es/hege/almacen/download/10/10408/seminarioturbiditas0304.pdf>

AMERICAN COMPLETION TOOLS. Act Model 'F' Nipple. [En línea]. 2020. American Completion Tools: U.S.A. p.1 [Consultado el 25 Marzo 2020] Disponible en: <https://americancompletiontools.com/act-model-f-nipple/>

AMERICAN COMPLETION TOOLS. Locator Tubing Seal Assembly. [En línea]. 2020. American Completion Tools: U.S.A. p.1 [Consultado el 25 Marzo 2020] Disponible en: <https://americancompletiontools.com/locator-tubing-seal-assembly/>

ARAUJO Mendieta Juan,; AGUAYO Camargo Eduardo,; SANDOVAL Ochoa Héctor. Diapirismo salino y mini-diapirismo salino y mini-cuencas como prospectos en I prospectos en la exploración de hidrocarburos a exploración de hidrocarburos en la bahía de Campeche a bahía de Campeche. GEOS, Vol. 24, No. 2, Noviembre, 2004. Disponible en: [https://www.ugm.org.mx/publicaciones/geos/pdf/geos04-2/sesiones\\_regulares/GP.pdf](https://www.ugm.org.mx/publicaciones/geos/pdf/geos04-2/sesiones_regulares/GP.pdf)

BAKER Hughes. GE Tool Catalog, Suministrado por MT WT&C ENTERPRISE. 2020

BEDOYA, Geovany, CEDIEL Fabio, Restrepo CORREA Isabel, CUARTAS Carlos, MONTENEGRO Gustavo, MARIN Cerón Maria Isabel, MOJICA Jairo, CERÓN Rosa. Aportes al conocimiento de la evolución geológica de las cuencas Atrato y San Juan dentro del arco Panamá-Chocó. Boletín de Geología, 2009, vol. 31, no 2. p.75. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/bge/v31n2/v31n2a05.pdf>

BRAVO Huerta Jonathan. Métodos y herramientas para estimar la presión de formación de yacimiento antes y después de la terminación de un pozo. 2009. Tesis Doctoral. Universidad Nacional Autónoma de México. P.56 Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1082/Tesis.pdf?sequence=1>

BUSTOS MATUK, Laura Alejandra, et al. Propuesta de mejora en los procesos de contratación en el área de Recursos Humanos de la empresa Schlumberger Surenc SA. 2020.

COMPLETION OIL TOOLS. Mill Out Extension. [En línea]. 2020. Completion Oil Tools: U.S.A. p.1 [Consultado el 30 Marzo 2020] Disponible en: <http://www.completionoiltools.com/mill-out-extension/>

CORNEJO Santiago. Well Control School, Well Control Manual, Principios de la presión. 2002. pp.10-15. Disponible en: <http://petroshaggy.blogspot.com/2010/06/well-control-school-en-espanol.html>

DI LUCA VINGELLI, Mario. Caracterización Geofísica de Yacimientos Heterogéneos de la Formación Porquero: Área Piloto Bloque A, Cuenca del Valle Inferior de Magdalena, Colombia. *Departamento de Geociencias*. 2016, p.150. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/566177/MarioDiLucaVingelli.2016.pdf>

D&L OIL TOOLS. Seal Bore Extension. [En línea]. 2020. D&L Oil Tools: U.S.A. p.1 [Consultado el 25 Marzo 2020] Disponible en: <http://www.dloiltools.com/products/permanent-set-packers/seal-bore-extension>

FLÓREZ Chávez Martha; GARCÍA Cubides Fernando Andrés. Diseño de matriz para la selección de un método de aislamiento de zonas para pozos productores de Campo la Cira Infantas. 2017. Tesis de Licenciatura. Fundación Universidad de América.

GÓMEZ Martínez Jesús; CASTILLO Rodríguez Ramiro. Antropoceno: La Nueva Relación Tierra-Humanidad. *Geos*, Vol. 29, No. 1, Noviembre, 2009

HALLIBURTON. Hydraulic-Set RDH Dual Production Packers [En línea]. 2019. Halliburton: U.S.A. p.1 [Consultado el 20 Marzo 2020] Disponible en: [https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cps/contents/Data\\_Sheets/web/H/Hydraulic-Set-RDH-Packer.pdf?nav=en-US\\_completions\\_public](https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/Hydraulic-Set-RDH-Packer.pdf?nav=en-US_completions_public)

HALLIBURTON. Micromax™ [En línea]. 2007. Halliburton: U.S.A. p.1 [Consultado el 05 Marzo 2020] Disponible en: [https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cem/contents/Chem\\_Compliance/web/H01487.pdf](https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cem/contents/Chem_Compliance/web/H01487.pdf)

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

JET RESEARCH CENTER. TCP Firing Systems. [En línea]. 2020. Jet Research Center.: U.S.A. p.1 [Consultado el 01 abril 2020] Disponible en: <https://www.jetresearch.com/jrc/products/perforating-systems/tcp-firing-systems/tcp-systems.html>

LATORRE Cabra Alvaro Alejandro. Diseño de un portaempaque para el revestimiento de un pozo de extracción de petróleo. 2019. Tesis de Licenciatura. Fundación Universidad de América. p.10.

LOZANO Edinson; ZAMORA Nadezhda. Tectónica, Geociencias Básicas. Anexo M: Compilación De La Cuenca Del Valle Inferior Del Magdalena. Servicio Geológico Colombiano. 2014 Disponible en: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251115000.pdf>

MORALES Pava Santiago. Evaluación técnico-financiera del potencial del pozo exploratorio vino 1 del campo Cupiraco mediante pruebas de presión DST. 2019. Tesis de Licenciatura. Fundación Universidad de América. Disponible en: <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/7664>

NAVARRETE Lasso Mateo, SERRANO Villanueva Marco Andrés. Evaluación de la aplicabilidad del modelo packer tandem analysis en la instalación de empaques tipo tadem en diferentes completamiento de sartas selectivas de Ecopetrol SA. 2019. Tesis de Licenciatura. Fundación Universidad de América. Disponible en: <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/7649>

PULSO ENERGÉTICO. Proceso exploratorio. México. [En línea]. 2017. p.4 [Consultado el 05 Marzo 2020] Disponible en: [<https://pulsoenergetico.org/content/uploads/2017/03/exploracio%CC%81n/Proceso%20Exploratorio.pdf>]

ROMERO Quintero Silvia Juliana. Guía General de Entrenamiento para Ingenieros Recién Egresados o Estudiantes de Ingeniería en Práctica en la Línea de Completamiento de Pozos de una Compañía de Servicios Bajo los Lineamientos de Seguridad, Salud en el Trabajo y Manejo Ambiental. 2018. Tesis Doctoral. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ing. de Petróleos. Disponible en: <http://noesis.uis.edu.co/bitstream/12345678/19149/1/173529.pdf>

SAWYER, Derek E., FLEMINGS Peter B., DUGAN Brandon, GERMAINE John T. Retrogressive failures recorded in mass transport deposits in the Ursa Basin, Northern Gulf of Mexico. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2009, vol. 114, no B10. Suministrado por MT WT&C ENTERPRISE.

SCHLUMBERGER. Hydraulic Setting Tool. [En línea]. 2014. 26. Schlumberger: U.S.A. p.1 [Consultado el 20 Marzo 2020] Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/hydraulic-setting-tool-ps>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español: Donde el Campo Petrolero interactúa con el Diccionario [En línea] 2020 [Consultado el 20 febrero 2020] Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO, Cuenca del Valle Inferior del Magdalena Bogotá, SGC. 2014. p.3. Disponible en: <https://www.sgc.gov.co/>  
VELÁZQUEZ Cruz David; LÓPEZ Solís Víctor Manuel; DÍAZ Viera Martín Alberto. Predicción de Presiones Anormales para la planeación de la Perforación de Pozos Marinos en México. En VI International Seminar “Exploration and Production of Oil and Gas”–INGEPET. 2008. p. 13-17. Suministrado por MT WT&C ENTERPRISE.

WCP Slickline. Slickline training manual, Owner: SophiaPublish-SRC-General. 2012 Suministrado por MT WT&C ENTERPRISE.

WEIMER. Paul, SHIPP. Craig, Complejo de transporte masivo: reflexionando sobre usos pasados y sugerencias para direcciones futuras, OTC-16752-MS. Mayo 2004. Suministrado por MT WT&C ENTERPRISE.

WEIMER Paul, SHIPP Craig. Mass transport complex: musing on past uses and suggestions for future directions. En *Offshore Technology Conference*. Offshore Technology Conference, 2004. Suministrado por MT WT&C ENTERPRISE.

WONG Cam, David. *Finanzas corporativas: un enfoque para el Perú*. Universidad del Pacífico, 2000. Disponible en: <http://repositorio.up.edu.pe/handle/11354/977>

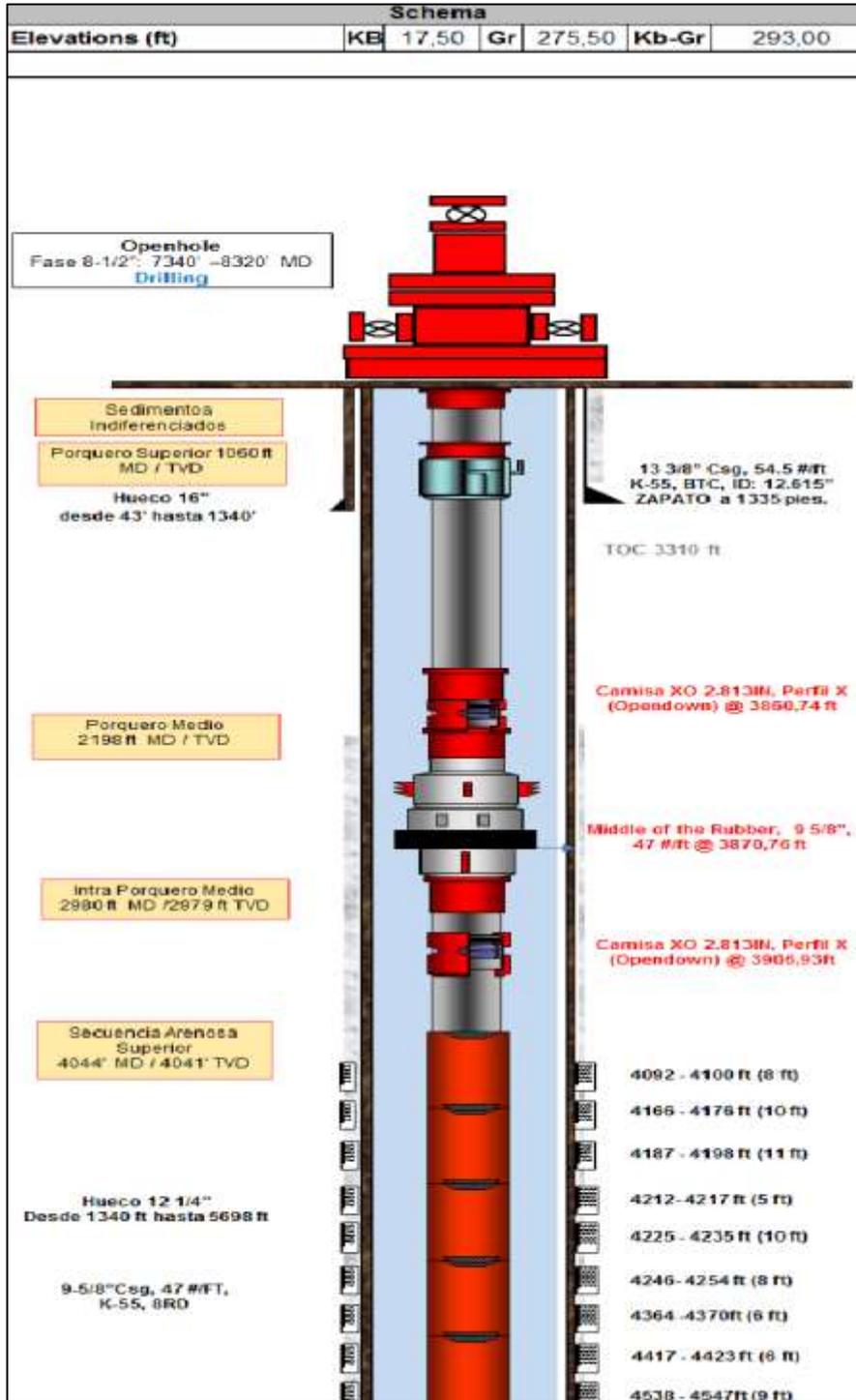
# **ANEXOS**

**ANEXO A**

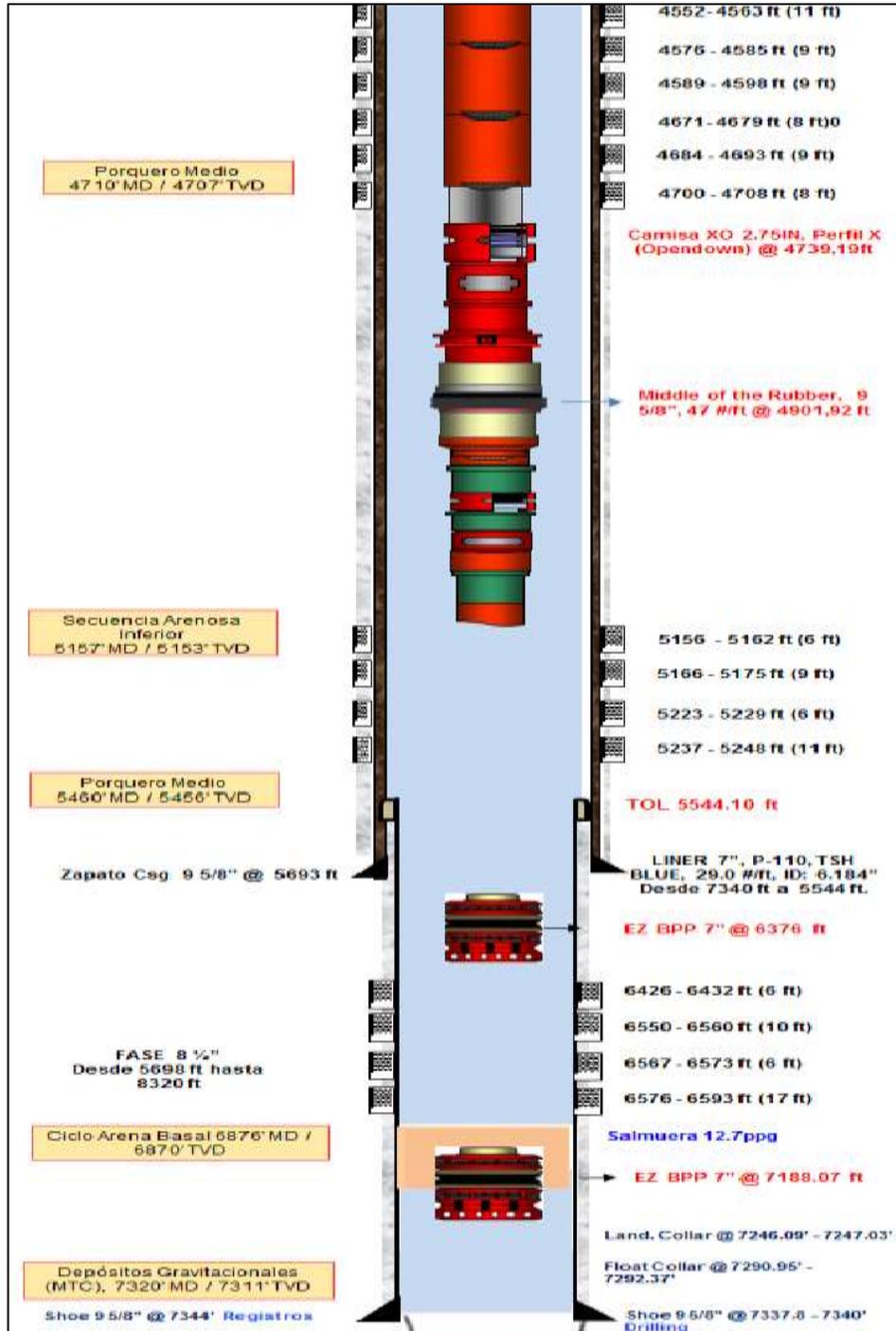
**PROFUNDIDADES Y PESOS EQUIVALENTE DE LODO DE CUATRO POZOS ALEDAÑOS**

POZO1		POZO2		POZO3		POZO4	
Profundidad (ft)	Peso de lodo (ppg)						
39,37	10,600	0	8,6	0	8,8	38	8,6
173,23	10,600	150	8,6	750	8,8	300	9,2
434,71	10,600	150	9,4	1000	10,4	580	9,3
984,24	10,600	950	9,7	1000	11,5	860	9,7
1842,17	10,600	1800	9,7	2400	11,9	1230	10
2014,41	10,595	2300	11,2	2700	12,2	1500	10
2093,81	10,344	2600	9,6	5900	12,1	1685	10
2236,19	10,428	4000	9,8	5900	12,4	1685	10
2389,41	10,261	4400	10,5	6400	12,8	1802	10,1
2566,24	10,428	4400	11,7	6400	13	1910	10,2
2661,06	10,261	4900	10,9	6600	13	2693	10,2
2760,47	10,845	5400	11,3	6900	13,9	3008	10,5
3285,39	11,012	6500	11,3	7100	14,4	3008	10,8
3316,23	11,679	6500	11,3	7100	14,4	3008	10,8
3645,62	12,096	6800	11,8	8400	14,4	3602	10,5
3718,13	12,930	6900	11,5	8500	15,9	3929	10,6
3751,92	12,847	6900	14,4	9200	15,9	4040	10,7
4304,74	12,930	8600	14,4	9500	15,8	4420	10,8
4806,37	12,930	8800	14,1	9700	15,7	4420	10,9
5162,99	12,597	8800	16,2	9800	15,5	4483	12,5
5896,00	12,597	9000	16	10000	15,3	4915	11,5
6911,00	12,680	9100	17,1	10500	15,3	5038	12,7
7084,00	12,930	9900	17,3	10500	16	5038	8,4
7084,00	13,014	10000	18	10500	16	5038	8,6
8017,00	13,181	11000	18	10800	16,2	5038	8,8
9257,00	12,847	11400	18,4	10800	16,2	5180	9,2
9528,00	12,430	11400	18,4	11000	16,4	5180	10,5
9528,00	11,679	12000	18,8	11000	16,4	5180	10,5
9528,00	11,345	12000	18	11300	17	5180	11

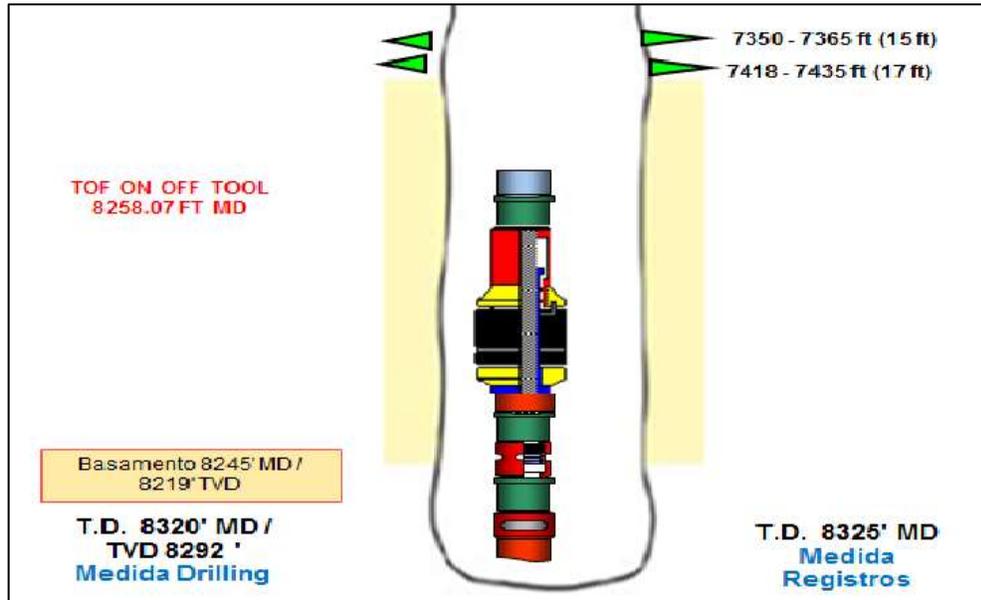
**ANEXO B**  
**ESTADO MECÁNICO DEL COMPLETAMIENTO SELECTIVO IMPLEMENTADO EN EL**  
**POZO EXPLORATORIO**



(Continuación)



(Continuación)



**Fuente:** elaboración propia

## ANEXO C

### TABLA DE LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL COMPLETAMIENTO SELECTIVO IMPLEMENTADO EN EL POZO EXPLORATORIO

X-Mass Tree Arragment						
Item	Equipment	Description			Record	
50	Tree Cap	BOTTOM HOLE TEST ADAPTER FP-B15A 3-1/8 5K R35				
49	Swab Valve	3 1/8" 5k R 35 F.E API6A PSL2 PR1 EEU				
48	Wing Valve	2 9/16" 5k R 27 F.E API6A PSL2 PR1 EEU				
47	Choke Adjustable	ADJUSTABLE CHOKE 2-9/16 3K/5K R27 FLG. HW OP				
46	Cross Tee	STUDDED CROSS FP-C-600 3-1/8 5K R35 X 2-9/16 5K				
45	Master Valve	3 1/8" 5k R 35 F.E API6A PSL2 PR1 EEU				
44	Master Valve	3 1/8" 5k R 35 F.E API6A PSL2 PR1 EEU				
43	Tubing Head Adpater	TUBING HEAD ADAPTER FP-A5P-MM 11 5K R54 STD				
42	Tubing Head Spool	TUBING HEAD SPOOL FP-TCM 9-5/8 FS 13-5/8 5K				
41	Tubing hanger	TUBING HANGER FP-TC-1A-EN-CL-MM 11 X 3-1/2 TENA				
40	Gate Valve Wing	GATE VALVE 2-9/16 3K/5K R27 FLG. ENDS HW OP API				
14	Mule Shoe Guide de 3.880".	4,860	0,70	4908,04		<b>4908,74</b>
<b>9 5/8" SEALBORE PACKER LOWER COMPLETION</b>						
13	Sealbore Packer SC-1R 9 5/8", 47 #ft.	6,000	1,92	4900,00		4901,92
12	Middle of the Rubber, 9 5/8", 47 #ft	6,040	0,00	<b>4901,92</b>	<b>4901,92</b>	
11	Bottom Packer, 9 5/8", 47 #ft #ft	6,053	2,62	4901,92	4904,54	
10	Mill Out Upper Extension 7 5/8" BTC	6,870	4,81	4904,54	4909,35	
9	Crossover, 7 5/8" BTC x 3 1/2" EUE	3,000	1,33	4909,35	4910,68	
8	Crossover 3 1/2" EUE Box X 3 1/2" THSB, 9,2 #ft Pin	3,000	0,77	4910,68	4911,45	
7	Pup Joint 3 1/2" THSB, 9,2 #ft, L-80	2,992	5,88	4911,45	4917,33	
6	Camisa de circulación XO 2,75" X profile (Open Down)	2,750	4,53	<b>4917,33</b>	4921,86	
5	Pup Joint 3 1/2" THSB, 9,2 #ft, L-80	2,992	11,88	4921,86	4933,74	
4	3 1/2" Landing Nipple, "XN" 2.75in (NO-GO 2.635IN)	2,630	1,46	<b>4933,74</b>	4935,20	
3	Crossover 3 1/2" EUE 9,3#ft X 3 1/2" THSB, 9,2 #ft BxP	2,690	0,93	4935,20	4936,13	
2	Pup Joint 3 1/2" EUE, 9,3 #ft, L-80	2,992	4,18	4936,13	4940,31	
1	Wire Line Entry Guide 9.3 #ft, N-80	3,000	0,55	4940,31	4940,86	
0	End Of String	3,000	0,00	4940,86	<b>4940,86</b>	
<b>7" EZ SVB BRIDGE PLUG PACKER</b>						
21	Top EZ EZ SVB Bridge Plug 7"	0,000	1,25	6374,75	6376,00	
20	Middle of rubbers	0,000	0,00	<b>6376,00</b>	<b>6376,00</b>	
19	Bottom EZ SVB Bridge Plug 7"	0,000	1,40	6376,00	6377,40	
18	End Of String	0,000	0,00	6377,40	<b>6377,40</b>	
<b>7" EZ SVB BRIDGE PLUG PACKER</b>						
17	Top EZ EZ SVB Bridge Plug 7"	0,000	1,25	7186,82	7188,07	
16	Middle of rubbers	0,000	0,00	<b>7188,07</b>	<b>7188,07</b>	
15	Bottom EZ SVB Bridge Plug 7"	0,000	1,40	7188,07	7189,47	
14	End Of String	0,000	0,00	7189,47	<b>7189,47</b>	
<b>5.63" X 8 1/2" INFLATABLE PACKER COMPLETION</b>						
13	Lower ON-OFF Tool J Automatic (Mandrel)	2,992	2,83	<b>8285,07</b>	<b>8287,90</b>	
12	Pup Joint 3 1/2" EUE, 9,3 #ft, N-80	2,992	2,10	8287,90	8290,00	
11	Crossover 3 1/2" EUE, 9,3 #ft X 4 1/2" BTC, 11,6 #ft, BXP	2,992	1,15	8290,00	8291,15	
10	Top of 100 Integral Casing Packer 4 1/2" 11.4lb/ft (5.63"OD)	4,000	1,77	8291,15	8292,92	
9	Middle of 100 Integral Casing Packer 4 1/2" 11.4lb/ft	4,000	3,15	<b>8292,92</b>	<b>8296,07</b>	
8	Bottom of 100 Integral Casing Packer 4 1/2" 11.4lb/ft	4,000	2,85	8296,07	8298,92	
7	Crossover 4 1/2" BTC, 11,6 #ft X 3 1/2" EUE, 9,3 #ft, BXP	2,992	1,10	8298,92	8300,02	
6	Crossover 3 1/2" EUE, 9,3 #ft X 2 7/8" EUE, 6,4 #ft, BXP	2,992	1,13	8300,02	8301,15	
5	Pup Joint 2 7/8" EUE, 6,4 #ft, N-80	2,441	6,19	8301,15	8307,34	
4	Camisa de circulación SSSD XO 2,31" X profile	2,313	2,98	<b>8307,34</b>	8310,32	
3	Pup Joint 2 7/8" EUE, 6,4 #ft, N-80	2,441	8,27	8310,32	8318,59	
2	Landing Nipple 2.25in "R" (Bottom NO-GO 2.197in) 2 7/8" EUE,	2,197	0,98	<b>8318,59</b>	8319,57	
1	Wire Line Entry Guide (WEG)	2,441	0,43	<b>8319,57</b>	8320,00	
0	End Of String	2,441	0,00	8320,00	<b>8320,00</b>	

**Fuente:** elaboración propia