

**ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DEL DESPRENDIMIENTO DE LA SARTA DE
PRODUCCIÓN EN POZOS DEL CAMPO AKACÍAS DEL BLOQUE CPO-9 Y
OPORTUNIDADES DE MEJORA EN EL DISEÑO DE FUTUROS
COMPLETAMIENTOS**

JUAN PABLO MURILLO JIMÉNEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DEL DESPRENDIMIENTO DE LA SARTA DE
PRODUCCIÓN EN POZOS DEL CAMPO AKACÍAS DEL BLOQUE CPO-9 Y
OPORTUNIDADES DE MEJORA EN EL DISEÑO DE FUTUROS
COMPLETAMIENTOS**

JUAN PABLO MURILLO JIMÉNEZ

Trabajo de grado en modalidad Investigación para optar al título de Ingeniero de
Petróleos.

Director UIS

Luis José Abaunza Sepúlveda
Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

Co-Director Ecopetrol S.A.

Zaring Joemy Ocampo Barbosa
Ingeniera de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2017

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

1. GENERALIDADES DEL CAMPO AKACIAS.....	15
1.1 Localización geográfica	15
1.2 Reseña histórica	15
1.2.1 Campo Akacías	15
1.3 Geología	16
1.3.1 Estructural.	17
1.3.2 Estratigráfica.....	18
1.4 Caracterización del yacimiento.....	26
1.4.1 Propiedades petrofísicas del Campo Akacías	26
1.4.2 Propiedades del fluido y características del Pozo Akacías 20.....	27
1.5 Historia de producción	28
1.5.1 Campo Akacías	28
1.5.2. Pozo Akacías 20.....	29
2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	34
2.1 Componentes básicos de un sistema de levantamiento artificial.....	36
2.2 Selección del sistema de levantamiento artificial.....	37
2.3 Variables que se deben tener en cuenta en la selección del sistema de levantamiento .	38
3. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	41
3.1 Definición.....	41
3.2 Equipos de superficie.	42
3.3 Equipos de subsuelo.	48
3.3.1 Motor electrosumergible	49
3.3.2 Bomba centrífuga.	60
3.4 Componentes adicionales	63

4. TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.....	64
4.1 Planeación de un pozo	64
4.2 Definición de las tuberías de revestimiento	66
4.3 Tubería en acero.	67
4.3.1 Propiedades mecánicas del acero.....	67
4.3.2 Tratamientos térmicos	69
4.3.3 Clasificación de los aceros	70
4.3.4 Proceso de manufactura.....	72
4.4 Tipos de tubería de revestimiento/casing	73
4.5 Funciones de la tubería de revestimiento	77
4.6 Especificaciones de la tubería de revestimiento.....	78
4.7. Propiedades mecánicas de la tubería de revestimiento	93
4.7.1 Tensión.....	93
4.7.2. Colapso	95
4.7.3 Estallido	96
4.8 Consideraciones para el diseño del completamiento en pozos con producción de crudos pesados.....	97
5. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN Y PRUEBAS RECOLECTADAS PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA RAÍZ (ACR)	98
5.1 Inspección visual y análisis.....	98
5.2 Simulación de tubería de producción para el Pozo AK-20 haciendo uso del software WellCat.....	101
5.2.1 WellCat.....	101
5.2.2 Factores de diseño para tubería del Pozo AK-20	102
5.2.4 Cargas simuladas.....	105
5.2.5 Factor de seguridad para la conexión en tensión	105
5.2.6 Premisas en la simulación	105

5.2.7 Gráficos obtenidos en WellCat	106
5.2.8 Conclusiones	109
6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANALISIS CAUSA-RAÍZ (ACR)	111
6.1 Marco general.....	113
6.2 Reporte del incidente.....	115
6.3 Entrevista.....	116
6.4 Valoración de riesgos	117
6.5 Evidencias	118
6.6 Línea de tiempo.....	119
6.7 Planteamiento del problema	121
6.8 Lluvia de ideas.....	121
6.9 Diagrama causa-efecto.....	123
6.10 Verificación de la causa-raíz.....	126
6.11 Mapa de causa raíz HSE Ecopetrol S.A.....	126
6.12 Planteamiento de la decisión.....	127
6.13 Conclusiones Del Análisis	127
7. CONCLUSIONES.....	130
8. RECOMENDACIONES Y LECCIONES POR APRENDER	131
BIBLIOGRAFIA.....	133

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa, ubicación Campo Akacías.....	15
Figura 2. Corte longitudinal esquemático y cortes transversales a lo largo de la estructura con 10X de exageración vertical.	18
Figura 3. Mapa Estructural al tope de T2. Campo Akacías.	19
Figura 4. Diagrama cronoestratigráfico y columna generalizada con registro tipo para la Cuenca de los Llanos.....	23
Figura 5. Columna estratigráfica generalizada del Campo Akacías.....	25
Figura 6. Historia de producción y eventos del Campo Akacías.	29
Figura 7. Corte transversal Campo Akacías, Profundidad AK-20.	30
Figura 8. Estado Mecánico y set de registros del Pozo AK-20.	31
Figura 9. Producción acumulada a Octubre 31 de 2015, Pozo AK-20.....	32
Figura 10. Estado Mecánico del Pozo Akacías-20 antes de desprenderse la sarta de producción. Fecha: 26 de Diciembre de 2014.....	35
Figura 11. Instalación típica del Sistema de Bombeo Electrosumergible.....	41
Figura 12. Cabezal de pozo.	43
Figura 13. Transformador reductor (SDT).....	44
Figura 14. Transformador elevador (SUT).....	45
Figura 15. Controlador de frecuencia.....	47
Figura 16. Motor electrosumergible y componentes básicos.	50
Figura 17. Estator.....	50
Figura 18. Rotor.	51
Figura 19. Rotor Bearing.....	52
Figura 20. Thrust Bearing.	52
Figura 21. Eje.....	53
Figura 22. Pothead.....	53
Figura 23. Housing.....	54
Figura 24. Intake.	55
Figura 25. Sello y cámara de empuje.....	58
Figura 26. Bolsa elástica y cámaras laberínticas.	58
Figura 27. Tipos de Cable de potencia.	60
Figura 28. Partes de una bomba centrífuga.	60
Figura 29. Curva de rendimiento de una bomba centrífuga.	62
Figura 30. Tubería de revestimiento.	66
Figura 31. Tipos de tubería de revestimiento.	77
Figura 32. Diámetro externo, tubería de revestimiento.	79

Figura 33. Tipos de conexiones.	85
Figura 34. Código de colores para grados de acero.	87
Figura 35. Conexión lisa.	88
Figura 36. Conexiones formadas.	89
Figura 37. Conexiones recalçadas.	89
Figura 38. Cargas por tensión.	94
Figura 39. Efecto del colapso en tubería.	95
Figura 40. Muestra de tubería enviada al ICP.	99
Figura 41. Muestra para análisis de la superficie externa.	99
Figura 42. Muestra para análisis de la superficie interna.	100
Figura 43. Ficha técnica, tubería simulada y corrida en el Pozo AK-20 (5 ½" O.D, 8RD, 15.5#, J55, LTC). Sin costura.	103
Figura 44. Estado Mecánico Pozo AK-20 haciendo uso de WellCat.	104
Figura 45. Resultado Von Mises.	107
Figura 46. Factor de Seguridad Axial.	107
Figura 47. Factor de Seguridad de Estallido.	108
Figura 48. Factor de Seguridad de Colapso.	110
Figura 49. Factor de Seguridad Triaxial.	110
Figura 50. Marco general del Análisis Causa-Raíz (ACR)	113
Figura 51. Análisis causa-efecto.	124

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ficha técnica del Campo Akacías.	26
Tabla 2. Propiedades del fluido y características del Pozo AK-20.....	27
Tabla 3. Casing bajados en el Pozo AK-20.	30
Tabla 4. Proceso de manufactura y tratamiento térmico.	72
Tabla 5. Tolerancia tuberías de revestimiento no-upset.....	79
Tabla 6. Tolerancias tuberías de revestimiento Upset.....	80
Tabla 7. Tamaño mandriles de prueba.	81
Tabla 8. Grados API para tubería de revestimiento.....	83
Tabla 9. Grados No API para tubería de revestimiento.	84
Tabla 10. Eficiencia de las conexiones.....	90
Tabla 11. Factores de diseño de tubería del Pozo AK-20.	102
Tabla 12. Datos del Pozo AK-20 para la simulación de la tubería de producción.	103
Tabla 13. Resultados de la simulación para el Sistema BES	106
Tabla 14. Reporte del incidente en el Pozo AK-20.....	115
Tabla 15. Matriz de valoración de riesgos.	117
Tabla 16. Planteamiento del problema del Pozo AK-20.	121
Tabla 17. Resumen lluvia de ideas.....	122
Tabla 18. Verificación causa-raíz	126
Tabla 19. Causa-raíz HSE ECOPETROL S.A.	126
Tabla 20. Planteamiento de la decisión.....	128

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DEL DESPRENDIMIENTO DE LA SARTA DE PRODUCCIÓN EN POZOS DEL CAMPO AKACÍAS DEL BLOQUE CPO-09 Y OPORTUNIDADES DE MEJORA EN EL DISEÑO DE FUTUROS COMPLETAMIENTOS.¹

AUTOR: MURILLO JIMÉNEZ, Juan Pablo.²

PALABRAS CLAVE: Análisis causa-raíz, desprendimiento, sarta, Campo Akacías, Bombeo Electrosumergible, completamiento.

DESCRIPCIÓN

El Campo Akacías, ubicado en el Departamento del Meta, es operado actualmente por Ecopetrol S.A. En dicho campo, el Pozo AK-20 ha presentado desprendimiento de la sarta de producción, problemas con la bomba y el motor de su sistema de levantamiento artificial e instrumentos que se han ido a fondo de pozo, por lo cual la producción se ha visto afectada a causa de las operaciones de subsuelo que se deben realizar para retornarlo a producción. Por lo anterior se debe realizar un análisis causa-raíz de las fallas presentadas puesto que mejoras en los programas y diseños para el correcto completamiento del pozo permitirían reducir costos y tiempos por trabajos de subsuelo y evitar así que se detenga la producción, mejorando la rentabilidad y la viabilidad económica del campo.

Este análisis tomará como punto de partida la revisión de la literatura técnica relacionada con pozos cuyo completamiento se realizó para producción de crudos pesados y extra-pesados y/o documentos sobre pozos que hayan presentado problemas similares a los de estudio comparándolos con datos reales y actuales del Pozo AK-20. Después de plantear un análisis detallado de las posibles causas que generaron el desprendimiento de la sarta del pozo en estudio del Campo Akacías, se plantearán alternativas para el diseño y programa de completamiento de pozos del mismo campo que pudieran presentar este inconveniente.

¹ Trabajo de grado, modalidad investigación.

² Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Ingeniería de Petróleos. Ing. Zaring Joemy Ocampo Barbosa. Co-Director. Ecopetrol S.A. M.Sc. Luis José Abaunza Sepúlveda. Director UIS.

SUMMARY

TITLE: ROOT-CAUSE ANALYSIS (RCA) OF THE DETACHMENT OF A PRODUCTION TUBING IN WELLS IN THE AKACIAS FIELD FROM THE BLOCK CPO-09 AND IMPROVEMENT OPORTUNITIES ON THE FUTURES COMPLETION DESIGNS.³

AUTHOR: MURILLO JIMÉNEZ, Juan Pablo.⁴

DESCRIPTION

The Akacias field is located in the Meta department, in the present time is operated by Ecopetrol S.A. In this field, the AK-20 well have presented a detachment of the production tubing, problems with the pump and the power unit of its artificial lift system and instruments which has gone to the bottom of the well, whereby the production have been affected, due to the subsoil operations which are necessary to do to repair the well and bring it back to the normal operational conditions. It's here where an analysis about what had happened is important, due an improvement in the designs and programs for the right well completion will make it able to reduce the workover costs and time in that way prevent disruptions in production, improving the profitability and the economic viability of the field.

The analysis will start checking the technic files related with the wells whose completion has been made for heavy and extra-heavy oil production and files about wells which had presented similar problems and comparing with the AK-20 well data. Then, it will show a detailed analysis about the possible causes which generate the detachment of the production tubing problem in the AK-20 well in the Akacias field; then, it will propose alternatives for the design and program of the completion of wells in the same field which can have the same failure.

³ Degree project, Investigation modality.

⁴ Faculty of Physical-Chemical Engineering's. Petroleum Engineer. Eng. Zaring Joemy Ocampo Barbosa. Co-Director. Ecopetrol S.A. MSc. Luis José Abaunza Sepúlveda. Director UIS.

INTRODUCCIÓN

Actualmente el sector minero energético gracias a su constante expansión y demanda de combustibles fósiles, particularmente el petróleo y sus derivados ha podido desarrollar diferentes técnicas de explotación de yacimientos de hidrocarburos para obtener el máximo aprovechamiento de los recursos disponibles; dicho aprovechamiento depende en gran parte de cómo se llevan a cabo las operaciones de completamiento y el acondicionamiento de los pozos para la etapa posterior a este que es la producción. Debido a la necesidad de sostener una producción continua durante el tiempo de vida útil del yacimiento y buscando la recuperación de los gastos realizados al momento de iniciar el proyecto, las actividades de subsuelo son un espacio importante para retornar la producción a sus condiciones óptimas de trabajo, tanto mecánicas como a nivel de yacimiento; es claro que para el éxito de dichos objetivos, la ejecución de aquellos procesos en el pozo generan riesgos operacionales y económicos.

En este punto se hará referencia al caso particular que ha presentado el Pozo AK-20 del Campo Akacías perteneciente al Bloque CPO-9 operado por Ecopetrol S.A, que ha evidenciado fallas en su funcionamiento, causando gran impacto principalmente en cuanto a la interrupción de su producción de crudo. Ante esta situación se conformó un grupo interdisciplinario para que se realizara un estudio acerca de la causa de este tipo de falla. Dicho estudio fue dividido en varias etapas teniendo como punto de partida la aplicación de la metodología Análisis Causa-Raíz, con el objetivo de identificar la(s) causa(s) de la(s) falla(s) y generar posibles soluciones a estos inconvenientes. Empezando con las generalidades del campo para conocer sus características, propiedades y situación actual, pasando después sobre literatura concerniente a todo lo relacionado con completamiento de pozos, como lo son los sistemas de levantamiento y las tuberías de revestimiento para luego entrar en detalle con el objeto principal del proyecto, la aplicación de un Análisis Causa- Raíz.

Gracias a este tipo de metodología, se pudo analizar y determinar que la causa del desprendimiento de la sarta en el Pozo AK-20, fue un diseño fallido en la sarta de producción, a su vez permitieron, conocer los parámetros operacionales que desencadenaron la serie de inconvenientes y mediante los resultados, se tomó la mejor decisión acerca del tipo de trabajo de subsuelo a realizar, obteniéndose una alta eficiencia a un menor costo para posteriormente realizar un mejor diseño del completamiento tomando en cuenta todas las variables encontradas, evitando que estos problemas se presenten de nuevo en los pozos estudiados o en otros pozos del campo con completamientos similares.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO AKACIAS

1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

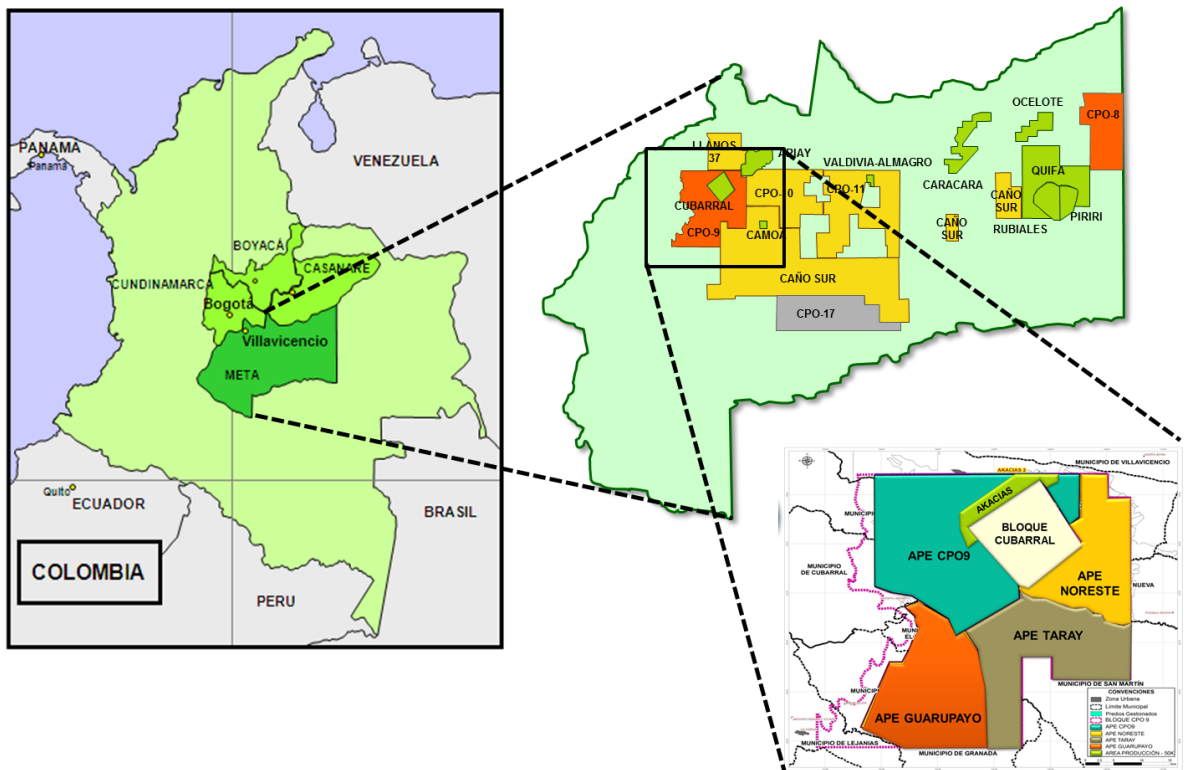
El campo Akacías está situado dentro del Bloque CPO-9, el cual a su vez hace parte del mapa de tierras de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). Está localizado en el departamento del Meta dentro de la jurisdicción de los municipios de Acacias, Guamal, San Luis de Cubarral, Castilla la Nueva, San Martín, Lejanías, El Castillo, El Dorado y Granada. Cuenta con una extensión de 9897 ha (24.455 acres) y un aceite original in-situ probado de 1365 Mbls (1335 Mbls Bloque principal, y 30 Mbls Bloque Norte) para la Unidad Operacional T2, limitado por un LKO de -7320 ft TVDss determinado a partir de las pruebas de producción cortas del Pozo AK-15, pozo estructuralmente más bajo. Ver Figura 1.

1.2 RESEÑA HISTÓRICA⁵

1.2.1 Campo Akacías: En el año 2011 se perforó el pozo vertical Akacías Estratigráfico 2 y en el año 2012 se perforó el pozo desviado Akacías Estratigráfico 1, el objetivo de dichos pozos era definir la columna presente en la zona y tener muestras geológicas y de fluidos que dieran información adicional del campo. La obtención de la Licencia Ambiental Exploratoria ocurrió en julio 24 de 2012, se declaró comercialidad el 30 de Octubre del 2013 y se realizó el anuncio oficial el 12 de Diciembre del mismo año. El 4 de Marzo del 2014 se hizo entrega oficial de una primera visión del Plan de Desarrollo a la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

Figura 1. Mapa, ubicación Campo Akacías.

⁵ Ecopetrol, Gerencia de Yacimientos 2016.



Fuente. Ecopetrol S.A., Gerencia de Yacimientos 2016.

Durante el periodo de Licencia Exploratoria se perforaron los pozos exploratorios NE-01, NE-02 y NE-03, los cuales buscaban identificación de hidrocarburos en las unidades K1/K2, más profundas que la unidad T2.

Luego de las Pruebas Extensas fue aprobada la continuidad de producción de los pozos del campo mediante un “permiso especial de producción” hasta que se lograra obtener la Licencia Global Ambiental para la etapa de desarrollo.

1.3 GEOLOGÍA

Geológicamente el Campo Akacías está ubicado en la zona central de la Cuenca de los Llanos Orientales, la cual fue un área de depositación de sedimentos no

marinos y de agua salobre durante el Terciario; dichos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y en ocasiones sobre rocas del basamento Pre-Cretáceo.

1.3.1 Estructural.⁶

El estilo estructural regional está caracterizado por grandes fallas de inversión, de orientación suroeste-noreste y buzamiento al noroeste, las cuales generan amplios pliegues regionales en el área sur de la Cuenca Llanos. Estructuralmente hablando el Bloque CPO-9, se ubica entre el cinturón plegado del flanco este de la Cordillera Oriental (hacia el oeste) y el dominio típico de ante-país (*foreland*) típico de la cuenca de los Llanos Orientales (hacia el este). Este modelo estructural se plantea a partir de la geología de superficie, 290 Km² de sísmica 3D corridos en el bloque de la inversión sísmica del mismo volumen e imágenes de satélite.

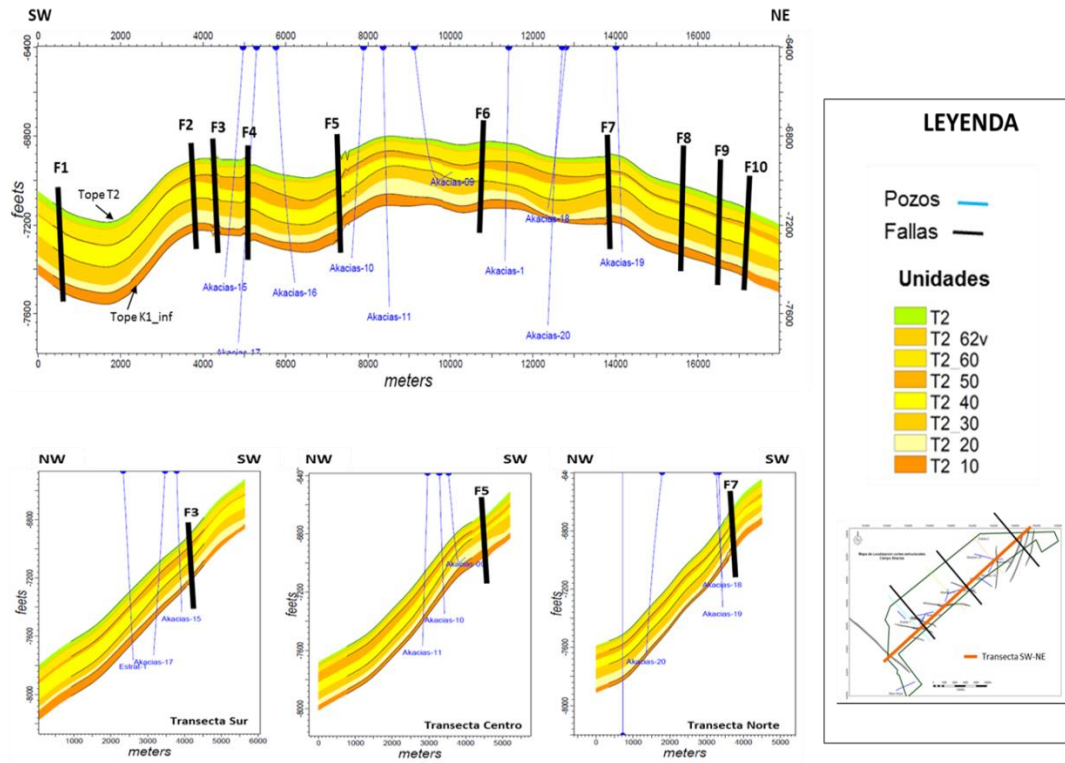
La estructura del Campo Akacías es un anticlinal alargado en dirección N60°E de aproximadamente 6 Km de longitud y 2.5 Km de ancho. Su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4°, mientras que el oriental se inclina con buzamientos hasta de 7° y se intersecta con la falla de Akacías que limita el campo. La falla sello de Akacías es de carácter inverso, tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el Noroccidente con un ángulo de 50°.⁷

Además de la perforación y producción de los pozos, se ha logrado determinar la gran importancia de las fallas secundarias muchas veces de componente transcurrente posiblemente milonitizadas y otras en respuesta al plegamiento (doble cabeceo de la estructura), respondiendo a la deformación longitudinal-tangencial del anticlinal, al punto que se está manejando a través del modelo estático, un Bloque Norte separado de un Bloque Centro y un Bloque Sur con contactos independientes. (Ver Figuras 2 y 3).

⁶ Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos 2016.

⁷ECOPETROL S.A. 2014. Ficha técnica, Perforación del Pozo AK-18. GERENCIA REGIONAL. VICEPRESIDENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (VTD). GERENCIA DE YACIMIENTOS (GDY).

Figura 2. Corte longitudinal esquemático y cortes transversales a lo largo de la estructura con 10X de exageración vertical.



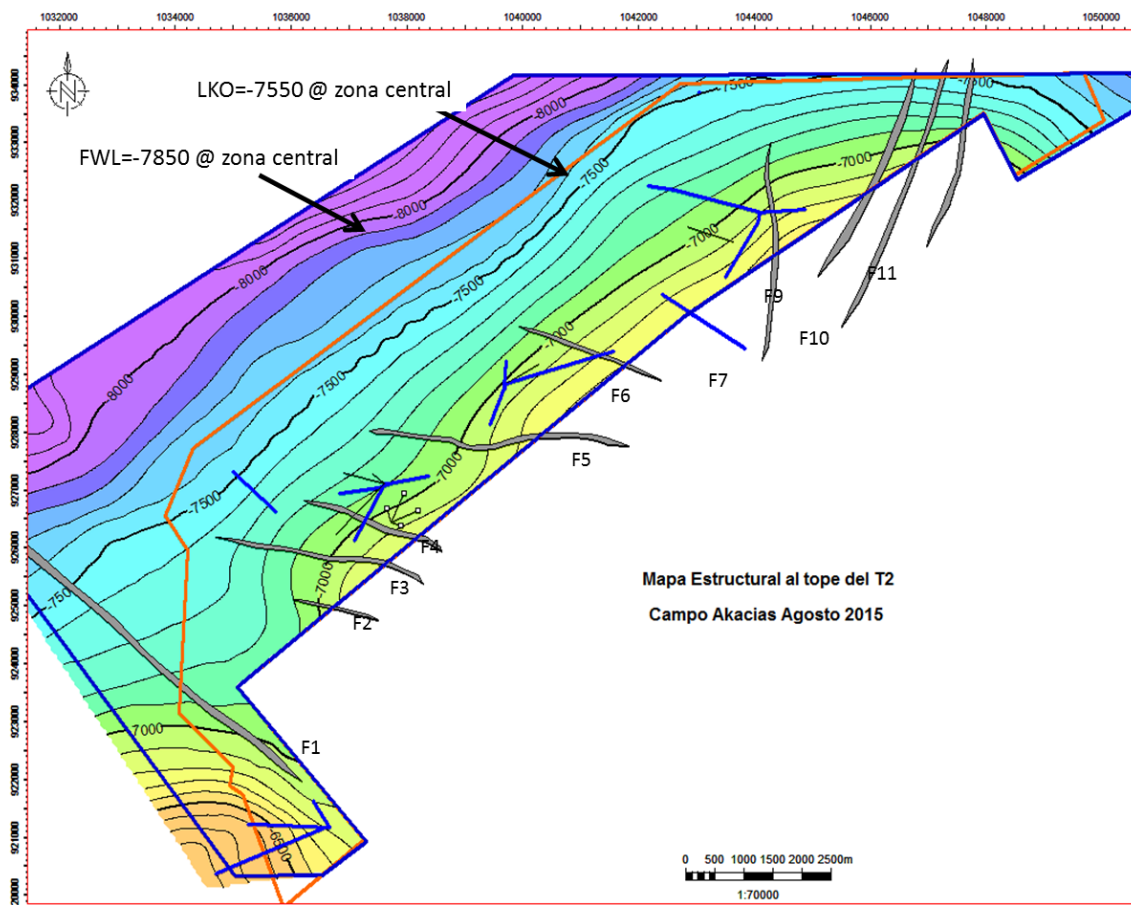
Fuente. Ecopetrol S.A., Gerencia de Yacimientos 2016.

1.3.2 Estratigráfica⁸

Los intervalos arenosos y lutíticos han sido diferenciados como unidades operacionales y reciben según el sector de la subcuenca de Apiay- Ariari, varias nomenclaturas. Las principales características y descripciones litológicas se exponen a continuación, tomando en cuenta la secuencia estratigráfica definida para el sector (Ver Figuras 4 y 5).

⁸ Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos 2016.

Figura 3. Mapa Estructural al tope de T2. Campo Akacías.



Fuente. Ecopetrol S.A., Gerencia de Yacimientos 2016.

- **Formación Carbonera (Oligoceno):** Se caracteriza por la sedimentación de areniscas y lutitas intercaladas, las areniscas son blancas, translúcidas, conglomeráticas y sub-angulares. Las lutitas son grises verdosos, limosos y micromicáceas.
- **Conjunto C1 (Superior):** Areniscas cuarzosas, hialinas, de grano fino a medio, sub-angulares a sub-redondeadas, buena selección, limpias, con

intercalaciones de arcillolitas grises. En la parte inferior predominan arcillolitas con delgados lentes de arenisca.

- **Lutita E:** Conjunto lutítico de color grisáceo, laminares, astillosas, silíceas, con delgados lentes de carbón y nódulos de siderita.
- **Conjunto C1 (Inferior):** En este intervalo predominan limolitas pardo amarillas, con inclusiones carbonosas, alternando con delgados lentes carbonosos y arcillolitas blancas grisáceas, muy solubles. La sección inferior de este intervalo está compuesta principalmente por areniscas de cuarzo blanco, grano fino a medio, sub-angular a sub-redondeado de regular sección y en menor proporción por arcillolitas.
- **Conjunto C2:** Compuesto por limolitas, arcillolitas, lutitas y areniscas, en sucesivas intercalaciones: Las limolitas son pardas rojizas, blandas a moderadamente firmes, las arcillolitas son grises, laminares moderadamente firme, la lutita es laminar, micromicácea, astillosa y moderadamente firme, la arenisca es gris clara, blanco lechosa, de grano fino a muy fino, sub-angular, y en algunos casos calcárea.
- **Lutita E3:** Lutitas gris oscuro, fisibles, micromicáceas moderadamente firmes.
- **Arenisca T1:** Compuesta por areniscas con intercalaciones de limolitas y arcillolitas. Secuencia grano decreciente de areniscas, interpretada como canales de intramares, que va desde grano grueso hacia la base, a grano fino al tope; ligeramente calcáreo con cemento calcáreo hacia la parte inferior.

- **Lutita E4:** Lutitas grises oscuras, pardas fisibles, moderadamente firmes.
- **San Fernando (T2):** Una discordancia de carácter regional marca el límite Cretáceo-Terciario en la Cuenca de los Llanos y separa las rocas de la Unidad K1 de las areniscas de la Unidad T2.

Los corazones disponibles muestran una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, moderadamente seleccionadas, localmente conglomerática a la base de secuencia grano decreciente o intercalado con delgadas capas de shale. En cuanto a la depositación posiblemente correspondan a areniscas fluviales tipo canales entrelazados con intervalos de lodolitas de llanura de inundación, típicas de toda la región.⁹

El contacto inferior es bien definido con la infrayacente Unidad K1 Superior, este contacto por su apariencia y estudios de geología regional se considera que es discordante. Al tope T2 se encuentra la Lutita E4 en contacto concordante generalmente bien definido entre shale y arenisca y solo algunas veces un poco transicional entre shale, limolita y arenisca. El espesor total varía entre 295 y 411 pies, con 340 pies de promedio y por su respuesta del registro Gamma Ray es parecida a la Unidad K2. Internamente se pueden visualizar tres intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que al parecer no son totalmente continuos en el área, pero si frecuentes, esto es algo que podría corresponder a sub-ambientes de depósito de esta unidad y a su vez unidades de flujo.

- **Guadalupe Superior (Unidad K1):** Se denomina así a la sección de intercalaciones de areniscas y shales que cubre concordantemente las areniscas de la Unidad K2 e infrayace discordantemente a la Unidad T2. Está constituida por paquetes de entre 5 a 20 pies de arenisca de grano medio a

⁹ Rojas, Peña y otros 1999.

muy fino, cuarzosa, cemento silíceo, ocasionalmente calcáreo, con laminación cruzada tangencial y ripples, intercalados con intervalos de shale negro, silíceo, duro, con laminación fija plana a ligeramente ondulada, lenticular y ocasionalmente con lentes y nódulos de siderita. Su espesor total varía entre 500 y 550 pies.

En la Unidad K1 se reconocen 3 secciones; la primera, hacia la base donde se presentan los mayores espesores y mejores propiedades como roca almacenadora, las cuales representan una sección de progradación que se interpreta como resultado de la depositación en un ambiente deltaico con influencia de mareas.¹⁰

La segunda sección corresponde a la parte media de la Unidad K1, la cual es predominantemente arcillosa, en donde se identifica un nivel arcilloso continuo que permite ser correlacionado con la superficie de máxima inundación (MFS) propuesta en la subcuenca Apiay. El carácter regional de esta sección confirma su interpretación como la superficie de máxima inundación alcanzada por el mar Cretáceo en la subcuenca.

La tercera sección está por encima de esa superficie de máxima inundación (K1 superior), en ella la depositación vuelve a ser predominantemente progradacional, incrementándose ligeramente el contenido de areniscas y terminando en la discordancia de edad Eoceno sobre la cual se depositaron las areniscas de la Unidad T2, como respuesta a una caída relativa del nivel del mar. El ambiente de depósito de la Unidad K2 medio es estuarino de dominio mareal.

Los intervalos arenosos representan en su mayoría rellenos de canal de marea y barras de desembocadura. Las secciones arcillosas corresponden

¹⁰ Rojas, Peña y otros 1999.

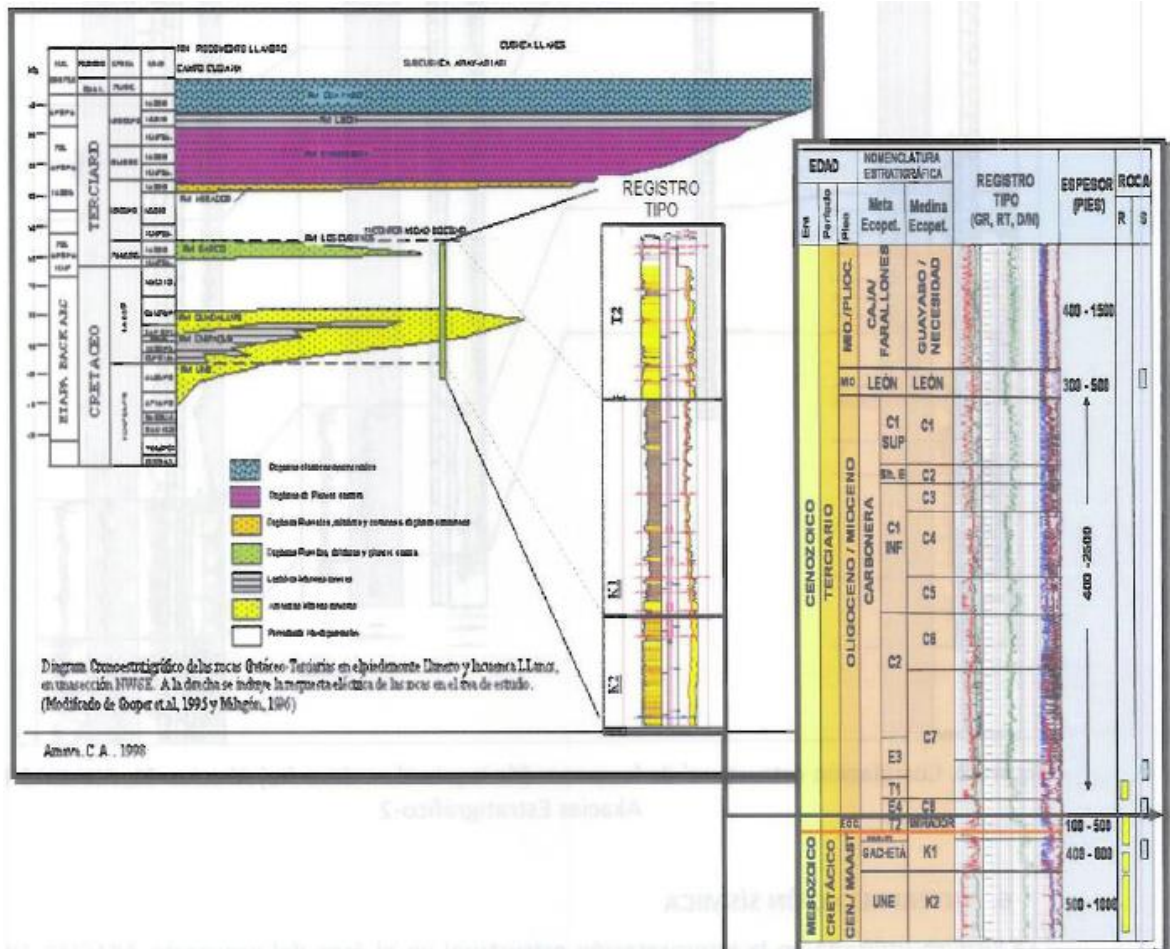
a depósitos de bahía restringida y planicies de marea. Por encima de la superficie MFS se identifican además depósitos de frente medio y bajo de playa caracterizados por abundancia en variedad, tamaño y cantidad de ichnofósiles¹¹. La rápida variación lateral y vertical de facies y la abundancia de nivel arcillosos dentro de la Unidad K1, hacen de ésta, una unidad altamente heterogénea al flujo, como lo revelan los valores medidos de porosidad y permeabilidad con datos extremos de 9 a 17% y 10-900 mD respectivamente.

- **Guadalupe Masivo (Unidad K2):** Corresponde a una secuencia arenosa de apariencia masiva en el registro Gamma Ray. Su espesor es de 900 pies. Estratigráficamente está formada a partir del apilamiento de ciclos grano-decrecientes incompletos con espesores de menos de 10 pies, compuestos por areniscas de grano grueso a medio, cuarzosa, cementadas por sílice, con estratificación cruzada planar.

Cuando los ciclos se encuentran incompletos terminan en un paquete de pocos pies de espesor de arenisca de grano fino fuertemente cementada por cuarzo y abundantes estilolitos, o en un nivel arcilloso silíceo, compacto. Estas características sugieren que la Unidad K2 se depositó en un ambiente sedimentario fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad con dominio de carga de lecho.

Figura 4. Diagrama cronoestratigráfico y columna generalizada con registro tipo para la Cuenca de los Llanos.

¹¹ Rojas, Peña y otros 1999.

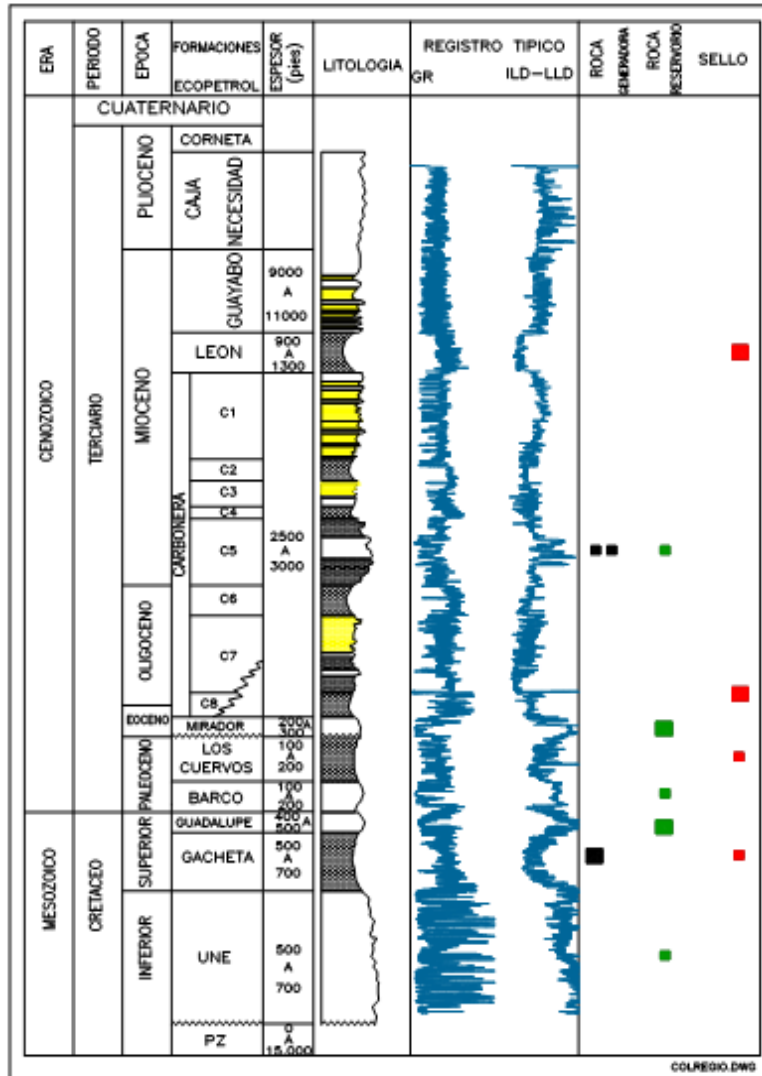


Fuente. ECOPEPETROL S.A. 2014. Ficha técnica, Perforación del Pozo AK-18. GERENCIA REGIONAL. VICEPRESIDENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (VTD). GERENCIA DE YACIMIENTOS (GDY).

La unidad objetivo para este campo es la Formación Mirador, unidad operacional T2 de Edad Terciaria. Corresponde a una capa de areniscas con delgadas intercalaciones de limolita cuyo espesor promedio en el campo es de 320 pies. En la Figura 5 se observa, en la columna estratigráfica generalizada, el contacto concordante hacia el tope con las Lutitas E4, unidad sello del campo, y hacia la base en contacto discordante con la unidad K1.

Las areniscas de la unidad T2 (Formación Mirador) fueron depositadas en ambientes fluviales deltaicos de tipo anastomosado con intervalos de lodolitas de llanura de inundación hacia la base y shoreface hacia el tope.

Figura 5. Columna estratigráfica generalizada del Campo Akacías.



Fuente. Ecopetrol S.A., Gerencia de Yacimientos 2016.

1.4 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO

1.4.1 Propiedades petrofísicas del Campo Akacías

Las propiedades petrofísicas que presenta el Campo Akacías, están especificadas en la Tabla 1, además de otra información adicional que es de interés y puede apreciarse a continuación:

Tabla 1. Ficha técnica del Campo Akacías.

FICHA TÉCNICA DEL CAMPO AKACIAS			
Gerencia	Regional Orinoquía	Año de descubrimiento	2010
Nombre del campo	Akacías	Área Producción (Acres)	24.455
Nombre de Formación	San Fernando (Mirador)	Participación Socios	55% - 45%
YACIMIENTO		PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	
Tipo de Trampa	Monoclinal	Porosidad promedio %	19%
Angulo de Buzamiento	5°	Rango de porosidad, %	18 -20%
Edad Geológica	Terciario	Permeabilidad Promedio (D) RT1	3
Ambiente de Depositación	Transicional con predominio continental (Delta, Canales fluviales y barras)	Rango permeabilidad, (D) RT1	2 - 4
Litología	Areniscas con láminas de limolitas	Relación Kv/Kh	0.5
Profundidad Promedio (pies)	-7350 ft (TVDss)	Reservorio Naturalmente Fracturado	NO
Espesor total (prom pies TVT)	300 - 400	Gravedad API del Aceite	7° - 9°
Espesor neto petrolífero (Prom. pies TVT)	210 - 280	GE del gas	1,3
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	20	Viscosidad Aceite/gas (cp)	250 - 550 cP @ Condiciones de Yacimiento
Saturación de Aceite inicial (%)	80	Presión Punto de Burbuja (psi)	300 - 700
Temperatura del Yacimiento (F)	195 °F - 220 °F	Relación Gas-Aceite Rsi (SCF/STB)	< 50 SCF/STB
Presión Inicial de Yacimiento (psi)	3536 Psia @ -7350 ft TVDss (Pozo Aka-1 Dic 2010)	Factor Volumétrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PCS)	1,03
Presión Actual de Yacimiento (psi)	2250 (AK-09) @ 2970 (AK-15)	Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	Norte 1000 - 3500 ppm Centro 10000 ppm Sur 1000-6500
Mecanismo primario de producción	Expansión de fluidos, Acuífero débil	ESTADO ACTUAL DEL CAMPO @ Mayo - 2016	
CONTACTO DE LOS FLUIDOS		Pozos totales perforados	15 (Incluyendo 2 pozos Estratigráficos + 3 NE)
Contacto gas-aceite o LKG(pies)	NA	Pozos productores activos(petróleo, Gas)	0
Contacto aceite-agua o LKO(pies)	-7550 (TVDss)	Pozos inyectores activos(agua y gas)	N.A
Contacto gas-agua o LKG (pies)	NA	Pozos abandonados	2*
VOLÚMENES DE FLUIDOS Y FR		Producción	
OOIP (MBPE) @ LKO -7550 fts (oficial)	2472	Petróleo (bpd y Mbbls)	5662 BOPD - 7,33 Mbbls
OOIP (MBPE) @ FWL -7850 fts	3100	Gas (pcd, GPC)	169 KSCFD - 219,7 MSCF
FR actual (%) (@ Mayo-2016)	0,29%	Agua (bpd y Mbbls)	3843 BWPD - 3,37 Mbbls
FR esperado escenario Recobro Primario + Inyección de agua	3,6% (Primario) + 4.6% (Inyección agua)	Sistema de Levantamiento	Bombeo Electrosumergible
* Estratigráficos perforados para adquirir información			

Fuente. Ecopetrol S.A., Gerencia de Yacimientos 2016.

1.4.2 Propiedades del fluido y características del Pozo Akacías 20

Las propiedades del fluido del Pozo AK-20, pueden observarse en la Tabla 2.

Tabla 2. Propiedades del fluido y características del Pozo AK-20.

Gravedad API del aceite @ 60 °F	8	°API
Corte de agua inicial	70	%
Relación gas-aceite	30	SCF/STB
PMP de las perforaciones MD	11.940	Ft
Temperatura de yacimiento	210	°F
Presión de burbuja, Pb	560	psia
Presión de yacimiento, P* @ PMP (MD)	2.850	psia
Índice de productividad (estimado)	0,6	BFPD/psi
Presión en cabeza de Pozo	40	psig
Tasa de Extracción	400-1200	BFPD
Profundidad de la Bomba – MD	8.147	ft
Diám. Tubería de producción	5 ½	in

Fuente. Ecopetrol S.A., Gerencia de Yacimientos 2016.

1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

1.5.1 Campo Akacías

La producción del campo tuvo origen con la Prueba Inicial del Pozo Akacías 1, descubridor del Activo Akacías. Posteriormente se le realizó la Prueba Extensa con el objetivo de adquirir información técnica del yacimiento para soportar el modelo dinámico y de simulación, y así mismo tener un Plan de Desarrollo adecuado a las condiciones del yacimiento.

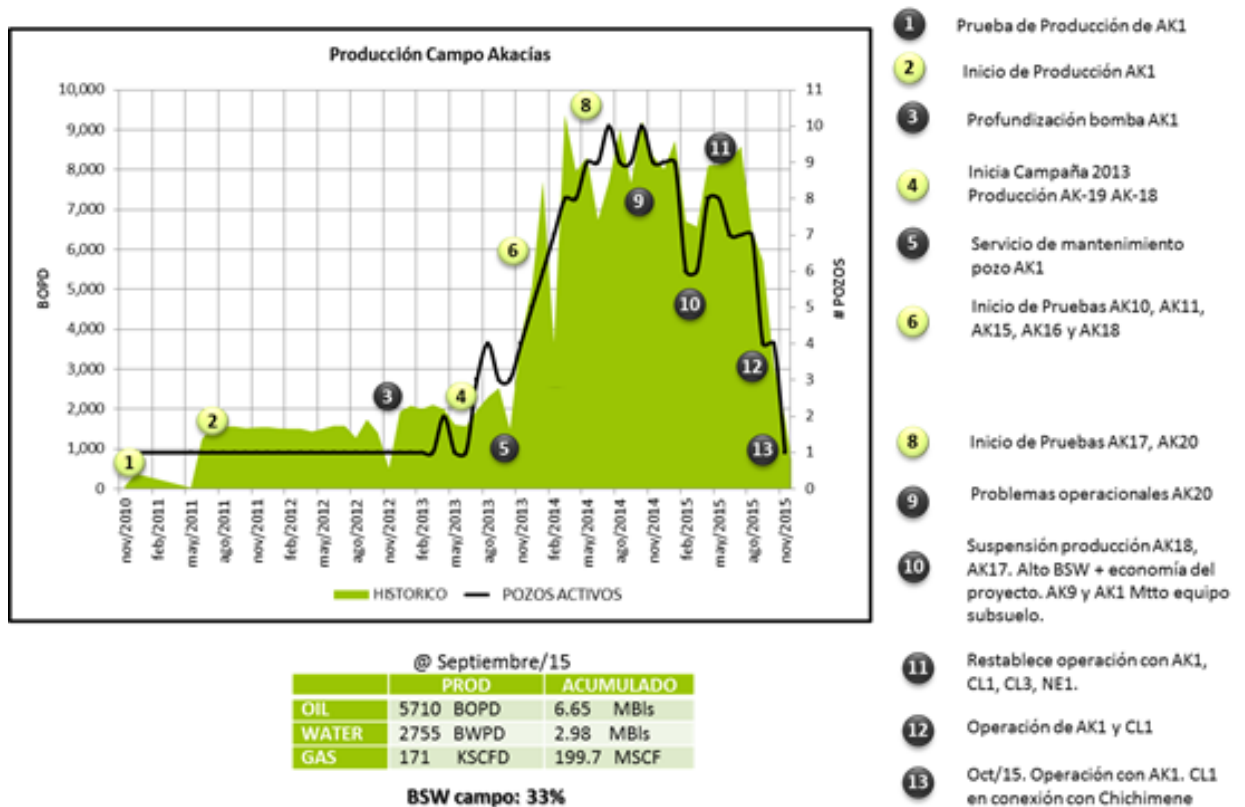
El comportamiento de producción del campo se puede apreciar en la Figura 6 donde se resaltan los principales aspectos que se han presentado hasta la fecha. El número 1 corresponde a la Prueba Inicial del Pozo Akacías 1. En mayo de 2011 (número 2) se da inicio a la Prueba Extensa por un periodo de 6 meses; dicho permiso fue prorrogado. En noviembre de 2012 (número 3) se realizó un Well Service al Pozo AK-1, profundizando la bomba.

Entre abril de 2013 y marzo de 2014 se desarrolló la campaña de perforación exploratoria del campo, logrando perforar 9 pozos en dicho periodo y llevando la producción desde 2000 BOPD a un pico de 9000 BOPD. En febrero de 2014 se presentó una disminución en producción debido a que en 9 de los 10 pozos del campo se suspendió la producción, esta condición llevó la producción a valores de 3350 BOPD. En el último año se ha presentado una disminución en el número de pozos activos por distintos problemas operacionales. Ligado a esto se tiene la condición del bajo precio del crudo, lo cual ha generado que la producción de pozos con alto corte de agua (BSW >80%) no resulte económicamente viable, dado el esquema de Pruebas Especiales de Producción donde cada pozo debe tener su propio set de pruebas. (Ver Figura 7).

1.5.2. Pozo Akacías 20

El pozo se perforó entre el 24 de Noviembre de 2013 y 17 de Marzo de 2014. Alcanzó el tope de la unidad operacional T2 a una profundidad de 7237 pies (TVDss), y la base del K1 Sup a 7585 pies (TVDss), entró a la unidad operacional T2 con un ángulo de 49°. Es el pozo probado más bajo en la estructura del Campo Akacías (Figura 8). Luego de alcanzar la Unidad T1 a 9764 pies (MD) se presentaron inconvenientes de pega.

Figura 6. Historia de producción y eventos del Campo Akacías.

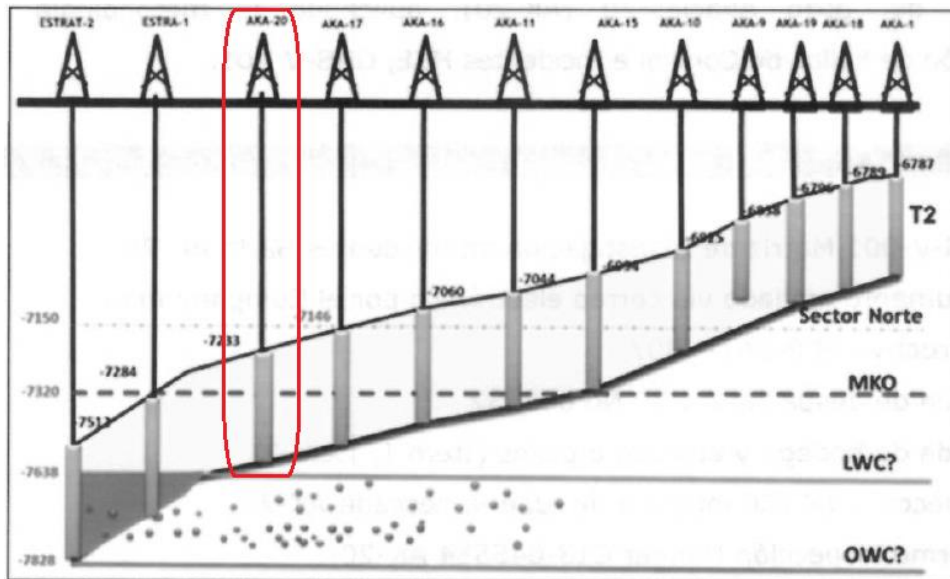


Fuente. Ecopetrol, Gerencia de Yacimientos 2016.

Después de trabajar la sarta y no lograr ningún avance en la fase de 12 ¼”, se procedió a realizar Back-off de la tubería libre y bajar el revestimiento de 9 5/8” hasta

8440 pies (MD) para posteriormente salir con ST (Side Track) en hueco de 8.5 pulgadas. En el pozo se bajaron los revestimientos detallados en la Tabla 3.

Figura 7. Corte transversal Campo Akacías, Profundidad AK-20.



Fuente. Ecopetrol S.A., Gerencia de Yacimientos 2016.

Tabla 3. Casing bajados en el Pozo AK-20.

Casing							
Casing	Diámetro	Peso (Lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Capacidad (Bbls/ft)	Drift (in)
Conductor	20"	94	K-55	0	35	0.3553	10.935
Superficie	13 3/8"	54.5	J-55	0	981	0.15459	12.459
	9 5/8"	47	P-110	0	8440	0.0732	8.525
Intermedio	7"	29	P-110	8237	11704	0.0371	6.059
Liner	5 1/2"	15	P-110	11550	12280	0.0238	4.825

Fuente. Gerencia de operaciones de desarrollo y producción CPO-9. Ecopetrol S.A.

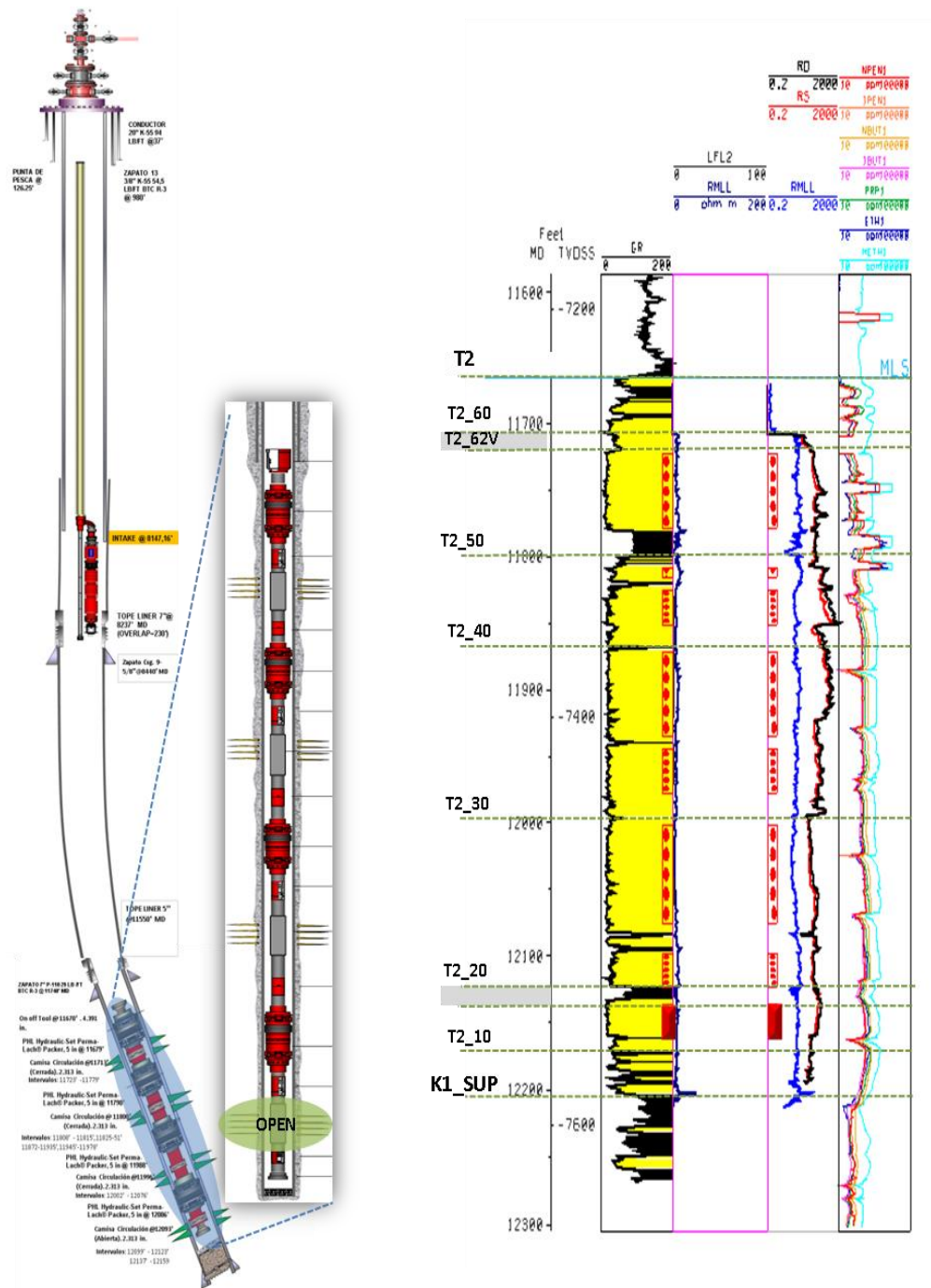
La perforación del pozo fue interrumpida entre el 6 y el 27 de febrero 2014, debido a temas sociales. Durante este periodo fue necesario dejar el pozo controlado por fluidos de perforación, los cuales al entrar en contacto con la formación productora, generaron daño de formación en la cara del pozo. Esta última condición obligó a ejecutar un tratamiento de estimulación ácida matricial, previa a la apertura del pozo.

Al ser este pozo el más bajo en la estructura y luego de obtener los registros open hole, se identificaron cuatro (4) zonas para prueba de producción, por lo que se recomendó hacer pruebas selectivas con el propósito de identificar el nivel más bajo conocido de aceite con un menor grado de incertidumbre asociado. La profundidad de asentamiento de la bomba fue a 8147 ft (MD), el pozo se completó entonces con camisas, habilitando a producción la subunidad inferior (T2-10 y T2-20).

La prueba inicial se arrancó el 2 de julio de 2014 probando el intervalo inferior (12.099 – 12.159' MD); en sus primeras 24 horas la prueba mostró un aporte de fluidos de 2035 Bls, con un alto corte de agua, 77% de BSW. Esta situación ligada al condicionamiento del manejo de fluidos en el campo, generó la necesidad de cerrar el pozo por un periodo de 9 días. Posteriormente se abrió el pozo y los resultados de la prueba mostraron en promedio, 710 BFPD, 330 BOPD y 380 BWPD.

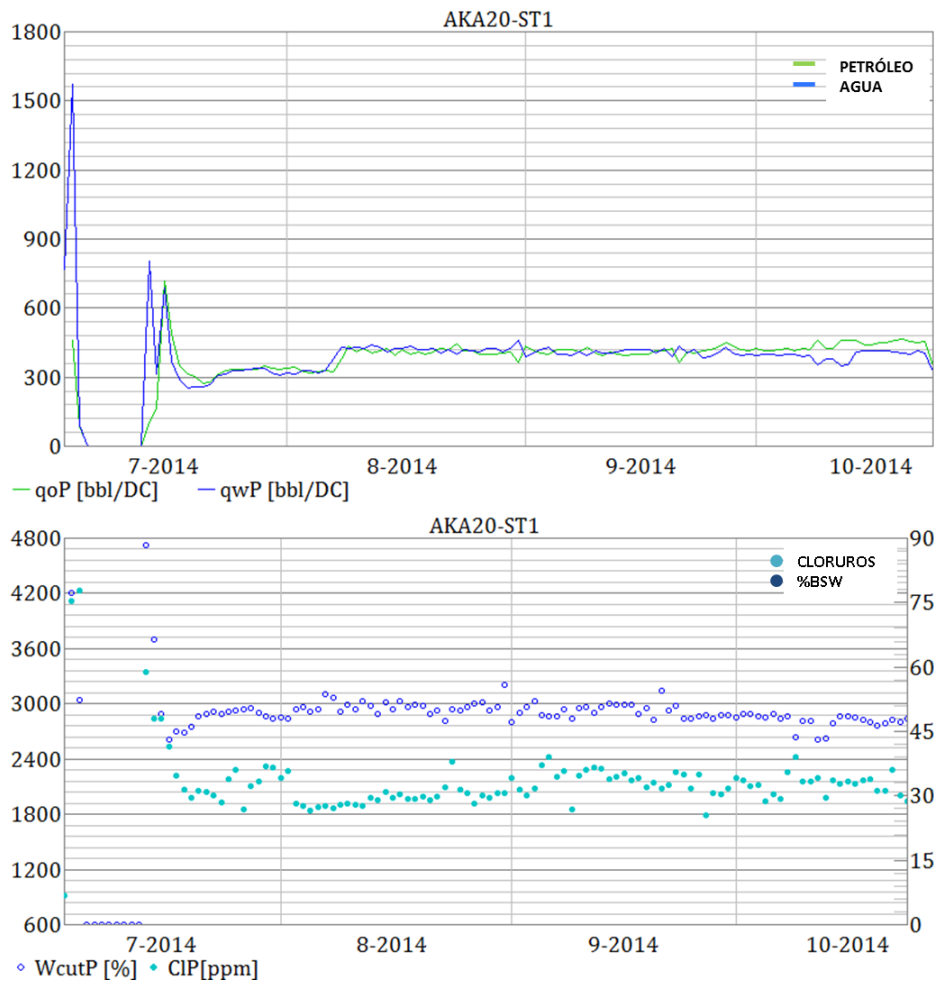
La producción que ha registrado el pozo a la fecha está asociada únicamente al intervalo inferior, el cual es el único que ha estado abierto. Durante el poco tiempo que hubo producción, esta fue muy estable, con 400 BOPD y 400 BWPD y su producción acumulada es de 41.4 KBls de petróleo, 42.9 KBls de agua y 0.9 MMPC de gas. (Ver Figura 9). Se tiene programado abrir los demás intervalos para probar el aporte de crudo y finalmente de acuerdo a los resultados dejar en producción los de mejor comportamiento.

Figura 8. Estado Mecánico y set de registros del Pozo AK-20.



Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos 2016.

Figura 9. Producción acumulada a octubre 31 de 2015, Pozo AK-20



Fuente. Ecopetrol S.A, Gerencia de Yacimientos 2016

El 23 de Octubre de 2014 el equipo instalado en el Pozo AK-20 presentó una parada por baja carga “underload”. La cuadrilla de recorrido nocturno se presentó en la locación del pozo y realizó el primer arranque a las 19:39:34, se registró la misma parada “underload”, en lo sucesivo; se realizaron medidas eléctricas del equipo, donde se evidenció posible falla eléctrica por circuito abierto entre las fases. (Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos. 2016)

El 24 de diciembre de 2014 se intervino el pozo con el fin de realizar Well Service por la posible falla eléctrica por circuito abierto entre las fases en el Sistema BES registrada el 23 de octubre de 2014. El servicio inició levantando sarta que pesó 4 Klbs y se evidenció el desprendimiento de la tubería de 5 1/2" LTC J-55 15.5 lbs/ft a nivel del Tubing Hanger, quedando como pescado la sarta de producción, bomba electrosumergible e instrumentos. Se muestra el estado mecánico. (Ver Figura 10).

2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL¹²

Cuando un pozo es completado, frecuentemente fluye hacia la superficie por la energía natural del yacimiento. En un pozo con flujo natural, hay suficiente energía almacenada en el yacimiento para que el fluido de la formación venza la columna hidrostática y alcance la superficie. Sin embargo, durante la vida productiva del pozo, la energía natural del yacimiento decrece y necesita ser suplida.

Cuando la energía del yacimiento es también baja para que el pozo fluya naturalmente o cuando la tasa de producción deseada es mayor que la tasa que la energía del yacimiento pueda dar, es necesario instalar un Sistema de Levantamiento Artificial (SLA) con el fin de maximizar la recuperación.

De forma general, los sistemas de levantamiento artificial pueden ser clasificados en las siguientes categorías:

- Métodos que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo (Por ejemplo, reducción de densidad)

¹² MUÑOZ, (M.Sc) Samuel F. Generalidades de la explotación del petróleo. Ingeniería de petróleos. Bogotá, 1990.

- Métodos que aplican la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema.

Cada sistema de levantamiento artificial tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto, una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente identificados como una base previa para la correcta selección del más adecuado para determinado proyecto.

Los cinco sistemas básicos de levantamiento artificial (convencionales) son:

- Gas Lift
- Bombeo Mecánico
- Bombeo Electrosumergible (BES)
- Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)
- Bombeo Hidráulico

2.1 COMPONENTES BÁSICOS DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un sistema de levantamiento artificial se puede dividir en 3 secciones, que son:

- Equipo de superficie

- Tubería de producción
- Unidad de producción

Equipo de superficie

El ensamble del equipo es una función del tipo de bombeo utilizado y generalmente está constituido por una unidad de potencia que se encarga de transmitir la energía al equipo de subsuelo y un equipo de control que recibe y distribuye los fluidos producidos por el pozo.

Tubería de producción

La tubería de producción debe ser de conformidad con la especificación API, las normas 5CT, 5B y otras normas conexas con tamaños estándar de tubería EUE y la sarta de varillas API o línea de transmisión de energía son las conexiones entre el equipo de control en la superficie y la unidad de producción.

Unidad de producción

La unidad producción es el equipo localizado en el subsuelo y entra en contacto directo con el pozo.

2.2 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Casi todos los pozos requieren de un sistema alterno de levantamiento durante su tiempo de vida útil. Este puede ser necesario tan pronto como se inicia la producción o en cualquier momento para mantener o incrementarla. Usualmente dos o más métodos pueden ser utilizados para extraer artificialmente el aceite de un pozo. La decisión final sobre cómo el pozo será producido, está basada en el recuento de las variables de producción, una comparación económica objetiva de las ventajas a corto y largo plazo y las limitaciones de los sistemas allí considerados.

2.3 VARIABLES QUE SE DEBEN TENER EN CUENTA EN LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO¹³

Para determinar qué sistema de levantamiento artificial es apropiado, un repaso cuidadoso y un análisis de los datos recopilados acerca del pozo o de los pozos a ser producidos es esencial. Estos datos incluyen información acerca del yacimiento, las características físicas del pozo, tipo de fluido, problemas esperados, localización geográfica, tipo de completamiento, tipo de equipo, datos de producción, costos proyectados y en últimas su recuperación económica de producción. Una lectura más amplia de los datos a tener en cuenta puede verse a continuación:

Información acerca del pozo

- Mecanismo de empuje del yacimiento.
- Número de pozos a poner en producción.
- Índice de productividad (IPR).

Tipo de fluido

- Factor volumétrico de formación (B_o).
- Gravedad API del aceite.
- Nivel de corrosión y/o acidez.
- Viscosidad del aceite.
- Gravedad específica del agua.
- Relación Gas/Líquido (RGL).

Tipo de completamiento

¹³ MUÑOZ, (M.Sc) Samuel F. Generalidades de la explotación del petróleo. Ingeniería de petróleos. Bogotá, 1990.

- Zonas múltiples o simples
- Hueco abierto o desviado.

Datos de producción

- Tasa de producción.
- Tasa de producción deseada.
- Relación Gas/Aceite (GOR).
- Corte de agua (BSW).
- Relación Gas/Líquido (RGL).
- Mantenimiento de la presión.

Características físicas

- Profundidad de la formación productora.
- Nivel de fluido (BHP).
- Gradiente estático de presión.
- Presión en la cabeza del pozo.

Problemas esperados

- Arena.
- Corrosión.
- Precipitación de parafinas.

Aspecto geográfico

- Localización del pozo.
- Onshore/Offshore.
- Proximidad o espacio del pozo.

Consideraciones del equipo de superficie y subsuelo

- Requerimiento de espacio.
- Diámetro del revestimiento de producción.
- Diámetro de la tubería de producción.
- Requerimiento de energía.
- Capacidad del equipo de bombeo de superficie.
- Diámetro de las líneas de flujo.
- Tubería libre o conectada.
- Tipo y condición del equipo de extracción existente.

Características especiales

- Disponibilidad de gas.
- Disponibilidad de energía eléctrica.
- Grado de automatización.
- Fuente original de energía.

Costos de operación

- Costos de capital inicial.
- Costos de mantenimiento y reparación.
- Planes futuros de recuperación del capital.

Factor humano

- Disponibilidad.
- Familiaridad con el equipo.
- Operación/Servicio.
- Seguridad Física.

Medio ambiente

- Estado y apariencia.
- Limpieza, orden, aseo (HSE).
- Licencias, Permisos y Planes de Manejo Ambiental.

3. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) se ha convertido en uno de los sistemas de levantamiento artificial más utilizados en la industria petrolera debido a su alta capacidad para producir tanto grandes como medios volúmenes de aceite, con lo cual se convierte en una buena alternativa al momento de implementarse ya sea como sistema inicial de producción o como cambio.

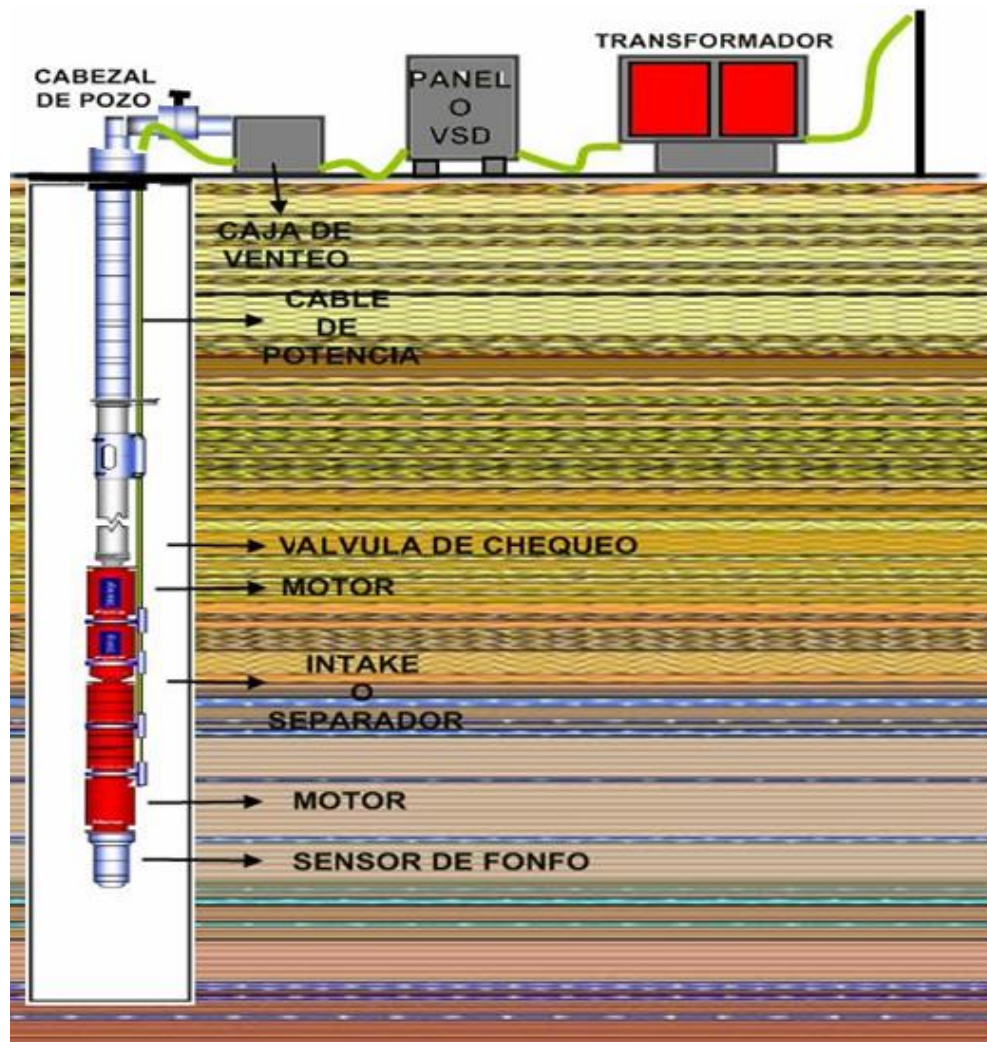
3.1 DEFINICIÓN¹⁴

El Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) es un sistema de levantamiento artificial de fluidos de producción en el cual una bomba centrífuga de múltiples etapas convierte la energía provista por un motor eléctrico en energía de presión, que es la energía contenida en el fluido permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento salga a superficie.

El Sistema de Bombeo Electrosumergible es considerado como un efectivo y económico medio para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades y bajo una amplia variedad de condiciones de pozo. En la Figura 11 se puede observar su instalación típica.

Figura 11. Instalación típica del Sistema de Bombeo Electrosumergible.

¹⁴ HOWELL, David A. Method for improving productivity of a well and completions. U.S. Patent No 5,443,120, 22 Ago. 1995.



Fuente. PABÓN, Luis M. CARDOZO, Nestor A. 2009. Análisis de falla de pozos de bombeo electrosumergible en el campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado.

3.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE.

Hacen parte los equipos eléctricos que permiten suministrar la potencia o energía necesaria para operar los equipos de fondo de acuerdo a los parámetros de diseño. Dentro de los equipos de superficie del sistema se tienen:

Cabezal de pozo

Su función es sostener todo el equipo de fondo conformado principalmente por el motor, sello, bomba, cable de potencia, tubería de producción, además permite pasar a través de este, el conector que une el cable de superficie con el cable de subsuelo. El cabezal de pozo debe contener un dispositivo penetrador que selle alrededor del cable y la tubería de producción para evitar fugas de gas o la surgencia imprevista del pozo. Dependiendo del método usado, el sello soportará entre 500 y 3000 psi, o más.

Figura 12. Cabezal de pozo.



Fuente. MACHETE, Eliana Y. 2007. Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial, Bombeo electrosumergible y Bombeo mecánico. Occidental Colombia, INC. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado.

Fuentes de energía. Se debe disponer de instalaciones eléctricas que cumplan con las necesidades técnicas requeridas tanto de energía como de diferencia de potencial. Para cumplir con las necesidades requeridas se debe tener:

- Disponibilidad del voltaje primario.
- Frecuencia.
- Capacidad de potencia instalada.

El principal medio para la obtención de potencia eléctrica en un campo es un generador de corriente alterna (AC). Estos convierten la energía mecánica en energía eléctrica la cual luego es transferida por el sistema de transmisión y distribución.

Transformadores

La distribución de la potencia eléctrica en los campos petrolíferos es generalmente en voltajes intermedios hasta los 6000 voltios. Dado que los equipos operan entre 250 y 4000 voltios, se requiere una transformación de voltaje. El transformador es un dispositivo eléctrico encargado de cambiar el voltaje de salida ya sea para elevarlo o reducirlo.

Existen diferentes tipos de transformadores con el objetivo de trabajar bajo las condiciones del campo y poder cumplir los requerimientos deseados por cada operador. El tipo de transformador a usar depende del sistema de potencia primario y del voltaje requerido en superficie. Dentro de los tipos de transformadores se tienen:

- **Transformador reductor (SDT).** Se usa en caso de que la energía suministrada al sistema provenga de una línea de alta tensión. Este transformador reducirá el voltaje de la línea, al voltaje requerido a la entrada del controlador; si la energía proviene de generadores de potencia, éstos suministran directamente el voltaje requerido por el controlador de frecuencia o por el panel de control.

Figura 13. Transformador reductor (SDT)



Fuente. MACHETE, Eliana Y. 2007. Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial, Bombeo electrosumergible y Bombeo mecánico. Occidental Colombia, INC. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado.

.Transformador elevador (SUT) – Autotransformador. Incrementa el voltaje que sale del controlador de frecuencia a los requerimientos del motor para que opere eficientemente.

Estos transformadores son trifásicos y aumentan el voltaje desde un sistema de 480 voltios a rangos de 800 a 4000 voltios.

Figura 14. Transformador elevador (SUT)



Fuente. MACHETE, Eliana Y. 2007. Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial, Bombeo electrosumergible y Bombeo mecánico. Occidental Colombia, INC. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado.

Controlador de frecuencia

La flexibilidad del Sistema de Bombeo Electrosumergible permite la aplicación de un controlador de frecuencia variable (VSD), el cual es un dispositivo electrónico que varía la frecuencia de la corriente que llega al motor y por lo tanto se puede aumentar o disminuir la velocidad de la bomba. Esto hace posible que sin modificar el equipo de fondo se pueda satisfacer un conjunto de condiciones de operación.

Comúnmente los rangos de operación se encuentran entre 30 y 90 Hertz; es conveniente considerar que la velocidad de la bomba es directamente proporcional a la frecuencia de operación. El caudal entregado por la bomba de acuerdo a su velocidad puede ser controlado por simple variación de la frecuencia suministrada, teniendo en cuenta los límites de carga que puede soportar el motor. Entre los beneficios que presenta el variador de frecuencia está el de aumentar la vida útil del equipo de fondo mediante un arranque y apagado lento y la opción de un controlador

automático de velocidad.

Figura 15. Controlador de frecuencia.



Fuente. MACHETE, Eliana Y. 2007. Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial, Bombeo electrosumergible y Bombeo mecánico. Occidental Colombia, INC. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado.

Existen 3 tipos de controladores de motor:

Arrancador directo o Swichboard (SB): Consiste en un arranque con un conjunto de circuitos en estado sólido, con protecciones por alta o baja carga, alto o bajo voltaje, fluctuaciones de frecuencia del sistema de potencia. La potencia tanto a la entrada como a la salida tiene una frecuencia constante de 60Hz, por lo tanto el motor siempre gira a +/- 3600rpm. Los arranques del motor son bruscos con este tipo de tablero.

Arrancador suave o Soft Starte (SS): Es similar a un arracandor directo, de forma que previene al motor de cambios bruscos de corriente, pero está diseñado para controlar la corriente y el voltaje en los bornes del motor durante el periodo de arranque incrementado gradualmente la frecuencia, hasta alcanzar los 60Hz nominales del sistema. Una vez encendido el motor, el SS trabaja a 60Hz.

Controlador de frecuencia variable (VSD): Una bomba electrosumergible queda limitada cuando se opera a una frecuencia fija, dicho controlador elimina esta restricción permitiendo una variación en ella y por lo tanto su velocidad, logrando operarla en un amplio rango de caudal de acuerdo al tipo de bomba. Además de proteger al equipo de fondo contra las variaciones de voltaje del sistema, permite variar la frecuencia de salida hacia el motor y controlar la corriente, manteniendo así constante la relación Voltios/Hertz.

Caja de venteo o de conexiones eléctricas. Está localizada en la cabeza de pozo y en el tablero de control por razones de seguridad. Su función principal es proporcionar venteo a la atmósfera del gas que pudiese haber migrado a través del cable de potencia, además que provee un punto de fácil acceso para hacer pruebas y así chequear las condiciones eléctricas del equipo que se encuentra en el fondo; la caja de venteo es un punto de conexión entre el cable de potencia que viene del tablero de control y el cable de potencia que viene del motor.

3.3 EQUIPOS DE SUBSUELO.

Los equipos e instalación típica de fondo de una unidad electrosumergible consisten de un motor eléctrico trifásico, un sello, una bomba centrífuga multi-etapa, un cable plano de extensión al motor, un cable de potencia, una válvula de drenaje y una válvula de retención.

3.3.1 Motor electrosumergible¹⁵. Los principios básicos de diseño y operación de los motores utilizados en las bombas electrosumergibles son los mismos que los motores eléctricos típicos de superficie. Debido a que el motor electrosumergible debe ser instalado dentro del revestimiento ya sea de producción o el intermedio, este debe tener una geometría adecuada. (Ver Figura 16).

Existen otras diferencias en el diseño y construcción del motor electrosumergible y esto depende también del ambiente en el cual operará este. Los motores utilizados en las operaciones de bombeo electrosumergible son de dos polos, trifásicos, jaula de arcilla y de tipo inducción.

Los motores están diseñados de acuerdo a los requerimientos de potencia de cada etapa, el gradiente de fluido y la cabeza total dinámica a levantar. Estos motores son llenados con un aceite mineral altamente refinado o con aceite sintético el cual lubrica los cojinetes y provee resistencia dieléctrica y conductividad térmica, para disipar hacia el housing del motor el calor generado. Los voltajes de diseño y operación de éstos motores pueden ser tan bajos como 230 voltios o tan altos como 4000 voltios. Los requerimientos de amperaje pueden ir desde 17 hasta 110 amperios, la potencia requerida es alcanzada al alargar o incrementar la longitud del motor.

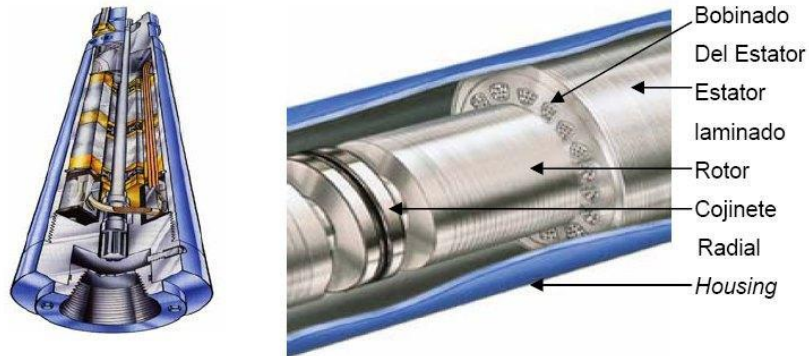
En un motor electrosumergible se pueden identificar las siguientes partes:

- Estator
- Rotor
- Rotor Bearing
- Thrust Bearing

¹⁵ MARTINEZ, Robinson D. Descripción, diseño y monitoreo de una unidad de bombeo electrosumergible. Ingeniería de petróleos.

- Eje
- Pothead

Figura 16. Motor electrosumergible y componentes básicos.



Fuente. SCHLUMBERGER-WCP-Artificial Lift System.

Estator. Es la pieza del motor que genera el campo magnético al hacer circular corriente por su bobinado. Esta pieza está compuesta por un grupo de arreglos de electroimanes individuales, los cuales forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán hacia el centro.

Utilizando un tubo metálico (Housing), en su interior son colocados unos anillos o laminas perforadas. Por las láminas perforadas se hacen pasar los alambres que constituyen las bobinas del motor, dejando en el centro un espacio donde se colocará el rotor. Por la utilización de éstos motores en un lugar reducido (diámetro del revestimiento) las bobinas son alargadas.

Figura 17. Estator.



Fuente. SCHLUMBERGER-WCP-Artificial Lift System.

Rotor. Está compuesto por un eje donde se colocan pequeños rotores de 12 a 18 pulgadas de largo cada uno. Cada uno está sostenido en sus extremos por una balinera, la cual soporta cualquier movimiento radial que pueda tener este al girar. Por regla general, cada uno de estos rotores puede aportar determinada potencia (Hp) la cual varía de acuerdo al motor. De ésta forma, un motor típico de 200 HP tiene 16 de ellos con 12.5 HP cada uno. El conjunto descrito (eje y rotores) es colocado dentro del estator.

Al circular la corriente por el estator, genera un campo magnético entre sus bobinas, el cual es cortado por el metal de los estatores generando un movimiento rotacional de éstos, es decir, el rotor gira simplemente por la atracción magnética y repulsión a medida que sus polos intentan seguir el campo eléctrico generado por el estator. Este movimiento es transmitido hasta la bomba utilizando conectores (Couplings) entre los ejes de los sellos y las bombas.

Figura 18. Rotor.



Fuente. SCHLUMBERGER-WCP-Artificial Lift System.

Rotor Bearing. Su función es brindar la capacidad de empuje radial y axial al motor. Tiene agujeros de flujo para facilitar la lubricación del motor.

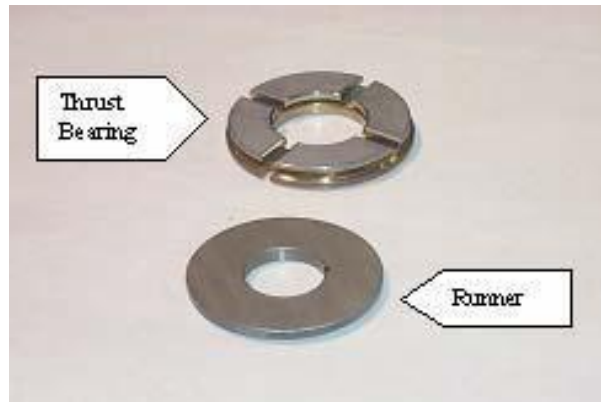
Figura 19. Rotor Bearing



Fuente. SCHLUMBERGER-WCP-Artificial Lift System.

Thrust Bearing. Se ubica en la parte superior del motor, y su función es soportar el empuje generado por todos los rotores.

Figura 20. Thrust Bearing.



Fuente. SCHLUMBERGER-WCP-Artificial Lift System.

Eje. El eje del motor electrosumergible permite la circulación de aceite dieléctrico a través de él y del rotor bearing para asegurar la lubricación de sus partes móviles.

Figura 21. Eje.



Fuente. SCHLUMBERGER-WCP-Artificial Lift System.

Pothhead. Este elemento permite conectar el motor de fondo, mediante el cable de potencia, a la potencia suministrada en superficie.

Figura 22. Pothhead.



Fuente. SCHLUMBERGER-WCP-Artificial Lift System.

Housing. Este componente del motor contiene y evita que los elementos internos del motor entren en contacto con el fluido del pozo; esta hecho de acero al carbón.

Figura 23. Housing.



Fuente. SCHLUMBERGER-WCP-Artificial Lift System.

Sección de entrada a la bomba o Intake. Hay dos tipos básicos de intake, un

intake estándar y un separador de gas. El separador de intake/gas se sujeta a la base de la bomba y a la cabeza del protector. La función del intake estándar es proporcionar al fluido del pozo una trayectoria a la bomba.

La función del separador de gas es proporcionar una trayectoria para el líquido hacia la bomba pero también separa y quita el gas antes de que la alcance. Cuando la presión del líquido se disminuye, el gas comienza a liberarse. El gas no es bueno para la bomba. Si hay demasiado gas, las burbujas afectan drásticamente el funcionamiento de esta desplazando el líquido y causándole un bloqueo por gas, es decir, que la alta cantidad de gas, ha tomado demasiado volumen en las paletas del impeler y el líquido no puede ser levantado a superficie.

Figura 24. Intake.



Fuente. Baker Hughes – Centrilift.

Sello protector. El protector o sello se encuentra ubicado entre el intake y el motor. Este elemento es una pieza vital en el ensamblaje y si no es seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo. Consiste en un ensamblaje

compuesto por un conjunto de cámaras las cuales pueden ser de tipo laberinto o bolsa de expansión con un eje y un cojinete para soportar las cargas axiales que le transmite la bomba (Figura 24).

Los protectores se denominan de acuerdo a las cámaras de sello utilizadas y a la forma en que éstos se conectan entre sí. Entre las denominaciones se tiene la “L” la cual se utiliza para cámara tipo laberinto y la “B” para cámaras tipo Bolsa (Figura 25). En cuanto a las denominaciones según el tipo de conexión están la “P” que significa en paralelo y la “S” que significa conexión en serie. En algunas ocasiones se encuentra también las letras “HL”, que indica que el protector tiene un cojinete de “alta carga”.

En las cámaras tipo laberinto se utiliza la diferencia entre la gravedad específica del fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, a pesar de que están en contacto directo ya que el protector está abierto a la sección de entrada a la bomba en su parte superior. El fluido del pozo es generalmente inmisible con el aceite del motor, por esta razón aunque haya un contacto directo no hay tendencia para contaminar el aceite del motor.

Hay sistemas en los que el modelo de laberinto no es aplicable. En casos donde el fluido del pozo es más liviano que el aceite del motor (aproximadamente 0.85), el aceite del motor iría al fondo de la cámara y sería desplazado rápidamente por el fluido del pozo, es decir, si la gravedad específica del fluido del pozo es muy cercana o menor a la gravedad específica del aceite del motor, éste tipo de protector no debería ser utilizado.

Los protectores de laberinto tampoco deben ser aplicados en pozos horizontales o altamente desviados. El diseño de la separación por gravedad requiere que la unidad este en posición vertical, o casi vertical. Mientras mayor es el ángulo, menor será la capacidad de expansión de aceite. Cuando se hacen inspecciones en el

campo de los equipos recuperados del pozo la inspección del protector tipo laberinto debe hacerse “antes” de que el protector sea acostado. Una vez que el protector ha sido puesto en posición horizontal la restricción del tubo “U” es removida y el fluido del pozo se puede distribuir en todas las cámaras.

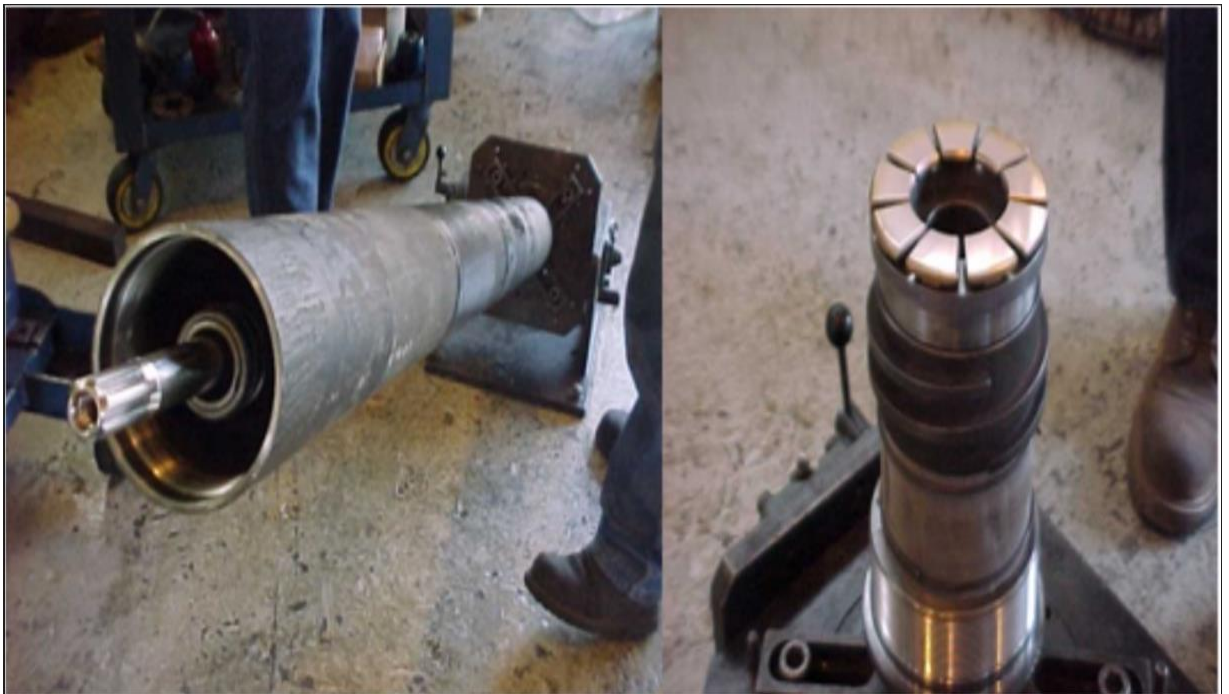
Para aplicaciones donde las gravedades específicas del fluido del pozo y del aceite del motor son similares o en pozos demasiado desviados, se utilizan protectores de “sello positivo” o “bolsa” los cuales mantiene separados físicamente los dos fluidos. El material de esta bolsa es un elastómero de alta temperatura y alto rendimiento que puede resistir las severas condiciones típicas encontradas en los pozos de petróleo.

La bolsa mantiene el fluido del pozo en el exterior y el aceite limpio del motor en el interior. Cuando el fluido en el motor se expande o se contrae, la bolsa simplemente se infla o se reduce para adaptarse al cambio de volumen. El protector de sello positivo ofrece una gran ventaja por su flexibilidad y es útil en una amplia variedad de aplicaciones. Sin embargo, se debe tener cuidado al usar éste tipo de protectores en pozos con fluidos que contienen químicos o que son tratados continuamente con estos. Como con cualquier elastómero que se aplica en el área petrolera, se debe tener en cuenta éste efecto para garantizar que este no será dañado por el fluido del pozo. Si el sello positivo se rompe, el motor puede ser contaminado fácilmente con el fluido del pozo.

Una conexión en serie es simplemente una cámara en línea después de la otra, al igual que las resistencias en un circuito eléctrico. Para que el fluido del pozo entre a la cámara inferior, este tiene que desplazar antes todo el aceite de la cámara superior. Cuando se tienen dos bolsas en serie, significa que la bolsa inferior es un sello redundante a la bolsa superior y está allí como “seguro” adicional en caso de que falle por alguna razón.

Con los sistemas en serie no se incrementa la capacidad de expansión. Cuando se conectan dos bolsas en paralelo, se duplica la capacidad volumétrica de expansión disponible. Esto es útil en los motores más grandes ya que tienen más aceite, donde la expansión y contracción puede exceder la capacidad volumétrica de una sola bolsa.

Figura 25. Sello y cámara de empuje.



Fuente. Baker Hughes – Centrilift

Figura 26. Bolsa elástica y cámaras laberínticas.



Fuente. Baker Hughes – Centrilift.

Entre las funciones del protector o sello se encuentran:

- Proveer un sello y equilibrar las presiones interna y externa para evitar que el aceite del motor sea contaminado por el fluido del pozo, actuando también como un reservorio de aceite para el motor.
- Soportar la carga axial (empuje) desarrollada por la bomba.
- Transmitir el torque desarrollado en el motor hacia la bomba, a través del eje del protector.

Cable de potencia. Es uno de los componentes más importantes y sensible en el Sistema de Bombeo Electrosumergible. Su función es transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor y transmitir las señales de presión, temperatura, registradas por el sensor de fondo a la superficie. Éste cable debe ser pequeño (depende de la potencia requerida, puede ser No. 1, No. 2 o No. 4) en diámetro, debe estar protegido de esfuerzos mecánicos e imprevistos que puedan deteriorar

sus propiedades en el fondo del pozo. En términos generales el cable está compuesto por tres elementos que son conductores en cobre, un elemento aislante para cada conductor fabricado en caucho-polipropileno de alta rigidez dieléctrica, una chaqueta protectora y un blindaje en acero galvanizado o inoxidable.

La selección del tipo de cable está basado principalmente sobre las condiciones de fluidos, temperatura de fondo y limitaciones de espacio anular; el cable de configuración redonda se usa cuando hay suficiente espacio anular y el cable de configuración plana se debe utilizar cuando hay límites de espacio anular.

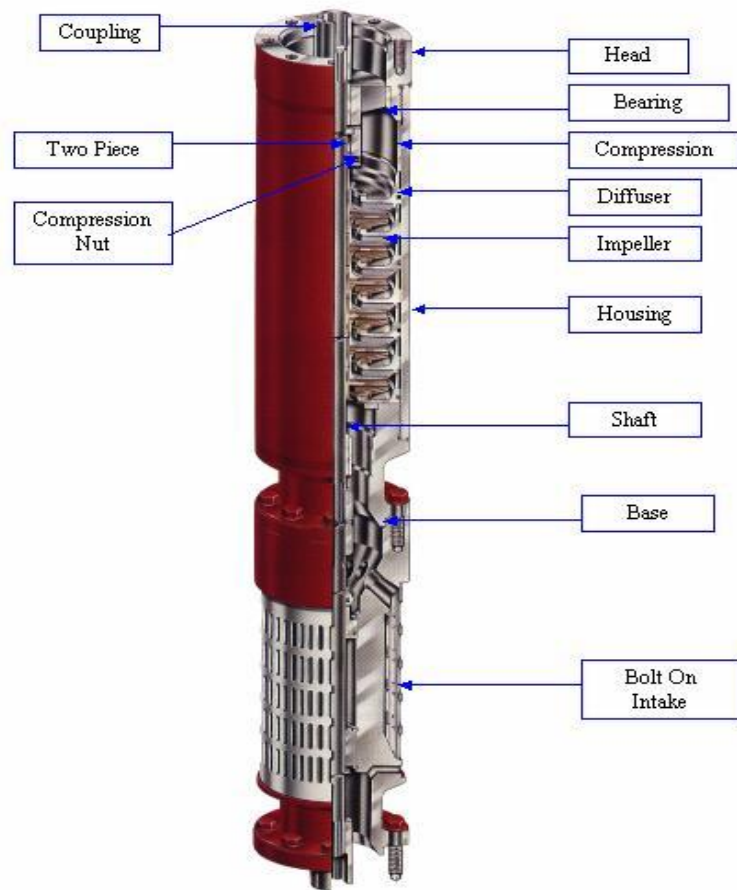
Figura 27. Tipos de Cable de potencia.



Fuente. Baker Hughes – Centrilift.

3.3.2 Bomba centrífuga. Está conformada por un determinado número de etapas, cada etapa en sí permite bombear un caudal determinado por el diseño de la misma, el número de etapas va a depender de la necesidad de cabeza que se requiere levantar.

Figura 28. Partes de una bomba centrífuga.



Fuente. SCHLUMBERGER-WCP-Artificial Lift System.

Las bombas electrosumergibles son centrífugas multi-etapas. Cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor estacionario. El cambio de energía cinética a energía de presión es conseguido cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el impulsor y como el impulsor rota a gran velocidad éste le imparte un movimiento rotatorio al líquido. La moción impartida por el impeller al líquido es de dos tipos:

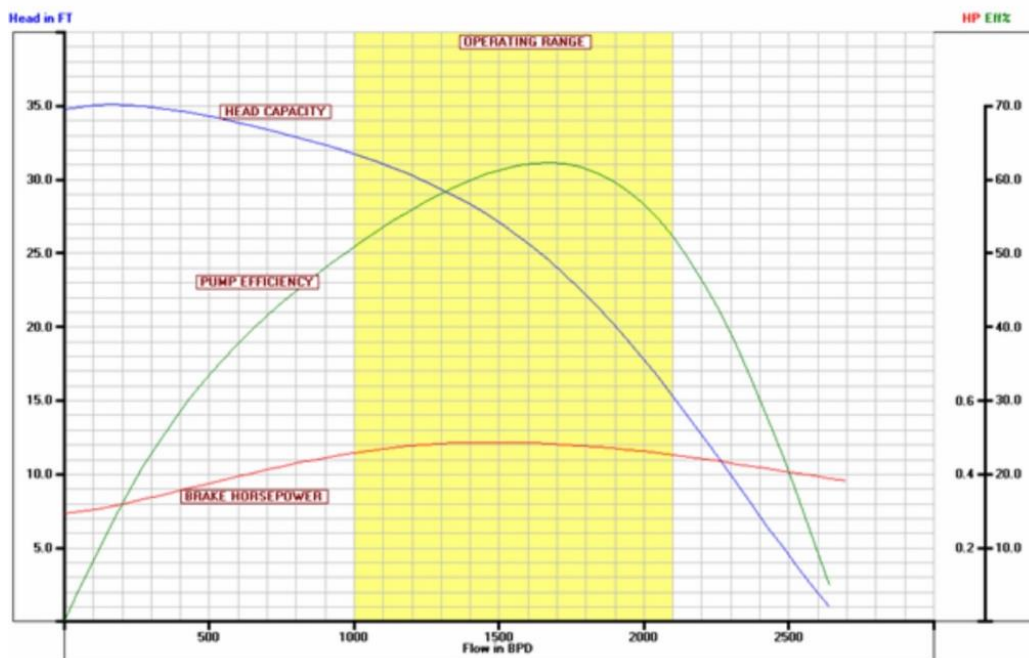
- Radial: Debido a los esfuerzos centrífugos y donde el líquido tenderá a ser desplazado desde el centro hacia los bordes del impulsor.
- Tangencial al diámetro exterior del impulsor.

La resultante de estas dos fuerzas es la dirección de flujo desarrollada por la bomba.

Las etapas se designan de acuerdo al punto de máxima eficiencia (BEP) en barriles por día a 60 Hz.

Las bombas electrosumergibles se comportan respondiendo a una curva de rendimiento o eficiencia de acuerdo al diseño del tipo de etapa. Estas curvas se calculan a diferentes frecuencias mostrando el rango de operación y el punto de mayor Head eficiencia. Suministran información sobre una sola etapa de la bomba electrosumergible, pero con base en ellas se puede calcular la cabeza entregada por toda la bomba, el caudal o capacidad, la eficiencia y otros parámetros con que debe operar.

Figura 29. Curva de rendimiento de una bomba centrífuga.



Fuente. Baker Hughes – Centrilift.

Toda bomba debe ser diseñada para que opere lo más cerca al centro del tornado, donde entrega el máximo de eficiencia hidráulica y mecánica. Si una bomba opera

a un caudal mayor que la del diseño se puede producir excesivo empuje hacia arriba (Up-thrust) o por el contrario cuando la bomba opera a un caudal menor que el del diseño se puede presentar un excesivo empuje hacia abajo (Down-thrust).

Para medir el rendimiento de la bomba se utiliza agua fresca (Gravedad específica 1.0) como fluido, por lo tanto, para calcular la potencia de otros líquidos, esta debe ser multiplicada por la gravedad específica del fluido. La cabeza para una aplicación determinada puede ser calculada en pies y la cabeza y capacidad deseadas pueden ser leídas directamente de las curvas sin corrección, siempre y cuando la viscosidad del líquido sea cercana a la del agua. El número de etapas requeridas se calcula dividiendo la cabeza dinámica total entre la cabeza en pies por cada etapa.¹⁶

3.4 COMPONENTES ADICIONALES. Son elementos adicionales que no son indispensables para la función principal que es la de bombear el crudo, su utilización depende de los requerimientos que tenga el operador y de la función específica de cada uno de estos. Los más usuales son:

Sensor de presión: Fabricado en cristal de cuarzo, constituye un elemento clave para monitorear el comportamiento de la presión del yacimiento y optimizar la operación del equipo BES.

Válvula cheque: Debe colocarse entre 6 y 8 juntas sobre las descarga de la bomba, evita que se produzca flujo invertido cuando se detiene la bomba, lo cual causa rotación en sentido inverso de la instalación, se recomienda para pozos profundos con baja presión de fondo. En ambientes de arena moderados evita el asentamiento de la arena sobre la bomba cuando esta se apaga.

¹⁶ LOBANOFF, Val S.; ROSS, Robert R. Centrifugal Pump Performance Curves and Technical Information. Elsevier, 2013.

Válvula de drenaje: Es necesario instalarla siempre que se instale una válvula cheque convencional.

Válvula de seguridad: Se instala entre 600 y 800 pies de profundidad, está normalmente cerrada, se mantiene abierta a través de una línea de control presurizada a 3000 psi. Su instalación depende de los requerimientos de seguridad del área. La válvula se cierra en el evento de que se rompa la línea de flujo o por pérdida de presión de la línea de control.

Y-Tool: Es una conexión con derivación donde la bomba electrosumergible se instala a un lado y por la sección recta se coloca un tapón recuperable con cable. Se recomienda su instalación siempre y cuando el diámetro del revestimiento lo permita con el tipo de bomba que se desea correr. Es ideal para tomar registros de producción y presiones de fondo con el pozo en producción.

Empaque: Permite aislar el espacio anular, se utiliza por razones de seguridad, en este caso se debe instalar en conjunto con una válvula de seguridad, en el caso de pozos profundos se utiliza para proteger el cable de los fluidos de pozo.

4. TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

4.1 Planeación de un pozo¹⁷

El objetivo del completamiento es establecer un pozo que cumpla con las características específicas de su diseño con el fin de garantizar seguridad en la operación y permitir el cumplimiento del objetivo planeado tanto en términos

¹⁷ JIMÉNEZ, Juan Alfredo Ríos, et al. Desarrollo de la Perforación Bajo Balance (pbb) en México. XII COLAPER in México, City, 2000.

volumétricos como financieros.

El diseño del completamiento de un pozo es un proceso sistemático y ordenado, orientado a definir las especificaciones de los materiales y parámetros de operación óptimos. El diseño se basa en una serie de etapas, las cuales se indican a continuación:

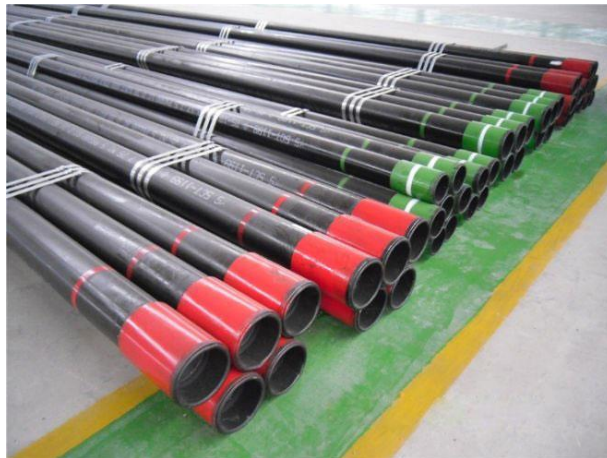
- Recopilación de la información disponible.
- Estimación de la presión de formación y fractura.
- Determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
- Programa de fluidos de perforación.
- Programa de brocas.
- Diseño de tuberías de revestimiento y programa de cementación.
- Diseño de la sartas de perforación.
- Diseño hidráulico.
- Selección de los revestimientos.
- Tiempos estimados para el completamiento del pozo.
- Costos de tubería de revestimiento e instalación de la misma.

Considerando que este proceso es general, puede emplearse para el diseño de cualquier tipo de pozo cuyo único requerimiento consiste en aplicar la tecnología adecuada en cada etapa. La planeación de un pozo requiere de la integración de ingeniería, seguridad, medio ambiente, costo mínimo y utilidad.

4.2 DEFINICIÓN DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO¹⁸

Se define como tubería de revestimiento o casing, a la tubería de acero de pared delgada, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que la conforma, generalmente sin costuras, con longitudes que oscilan entre los 16 a 40 pies, empleada para revestir los pozos de extracción de hidrocarburos o de conocimiento geológico, con el fin de garantizar seguridad y estabilidad al hueco. Se define mediante una geometría homogénea e idealizada; es decir, un diámetro nominal y un espesor nominal constante en toda su longitud, aunque la realidad muestra que no existe una tubería perfecta geoméricamente.

Figura 30. Tubería de revestimiento.



Fuente. www.steeltubings.es

Las tuberías utilizadas para revestir pozos petroleros, cumplen con un proceso de fabricación especial, con los más altos estándares de diseño, que permitan satisfacer los requerimientos técnicos y operacionales que exigen los diferentes

¹⁸ OLVERA, Alvarado; MARÍA, Ana. Manual enciclopedia de PEMEX. 2013.

escenarios a los que estará expuesta durante las operaciones de perforación y los ambientes de producción.

4.3 TUBERÍA EN ACERO.

El acero es un metal refinado, el cual se obtiene a partir de la fundición de hierro con una cantidad de carbono variable entre el 0,1 y el 2,1% en peso de su composición, aunque normalmente estos valores se encuentran entre el 0,2% y el 0,3%. Si la aleación posee una concentración de carbono mayor a 2,0%, se producen fundiciones que en oposición al acero, son quebradizas y no es posible forjarlas sino que deben ser moldeadas.

Los aceros se dividen en ordinarios y especiales. Los aceros ordinarios contienen tres materiales principales: hierro, carbono y manganeso. El carbono y el manganeso reunidos no presentan más del 1,5 % del metal. Los aceros ordinarios con el 0,1 a 1,5 % de carbono se clasifican como aceros de bajo contenido de carbono. Los aceros especiales se hacen como los ordinarios, pero se les agregan otros elementos tales como: níquel, cromo, molibdeno, cobre, vanadio y tungsteno. Tanto los aceros al carbono como los especiales (aceros inoxidable, aceros resistentes a la corrosión y a las altas temperaturas), se producen en hornos eléctricos.

4.3.1 Propiedades mecánicas del acero.

Las propiedades mecánicas del acero dependen de la composición química, tamaño de grano (estructura de sus cristales), tratamiento térmico y describen el comportamiento del material cuando se somete a cargas. Estas propiedades afectan las características de funcionamiento de los miembros de los sistemas estructurales. A continuación, se mencionan algunas de las propiedades mecánicas más importantes:

- Resistencia a la tracción (Ultimate or Tensile Strength): Se determina mediante ensayos de estiramiento e indica la carga que puede soportar un material, sin romperse. Se mide mediante una gráfica de esfuerzo vs deformación. El esfuerzo es la carga dividida por el área de exposición.
- Resistencia a la fluencia (Yield Strength): Es el punto donde se presenta un considerable alargamiento (deformación), sin que haya un aumento importante en la carga. Este punto se denomina "Yield Point" y la carga en este punto dividida por el área seccional es el "Yield Strength". Este punto marca el final de la zona de deformación elástica y se pasa a la zona de deformación plástica.
- Ductilidad: Es la capacidad que tiene el material de deformarse antes de fracturarse y su opuesto es la fragilidad. Esto se mide mediante el porcentaje de elongación y el porcentaje de reducción de área.
- Maleabilidad: Es la capacidad de soportar grandes deformaciones inelásticas (plásticas) antes de la fractura. Se asocia con los esfuerzos de compresión.
- Fragilidad: Es la propiedad opuesta a la ductilidad. Un material frágil se fracturará a deformaciones unitarias relativamente bajas (5%).
- Resiliencia: Es la capacidad de absorber energía en el intervalo elástico de esfuerzos.
- Tenacidad: Es la capacidad de absorber energía en el intervalo inelástico de esfuerzos.
- Maquinabilidad: Facilidad de un material para maquinarse en operaciones tales como el barrenado, fresado, roscado, etc. Puede modificarse con las

aleaciones del material con otros elementos, tratamientos térmicos y el estirado en frío.

- Dureza: La dureza de un material (acero) es la resistencia a la penetración y se expresa en unidades según las escalas de Rockwell, Vrinell ó Vickers.
- Fatiga: Se presenta cuando un material (acero) falla por estar sometido a esfuerzos y cargas cíclicas de tipo térmico como el caso del “Heat Checking”, donde se expone al material a cambios de temperatura generados por fricción al rotar los elementos de la sarta.

4.3.2 Tratamientos térmicos¹⁹

Los aceros pueden ser sometidos a tratamientos térmicos tales como: temple, revenido, recocido y normalizado, para modificar las propiedades mecánicas por un cambio adecuado de la estructura metalúrgica.

- Temple: Este tratamiento consiste en el enfriamiento rápido del acero desde una temperatura elevada (temperatura de austenización), esto se logra sumergiendo la pieza en agua, aceite, salmuera, o aire comprimido.
- Revenido: Consiste en aplicar al acero templado un ciclo térmico por debajo de la temperatura a la cual se temple y se deja enfriar controladamente para obtener propiedades óptimas para mecanizados (acero bonificado).
- Recocido: Este tratamiento acondiciona el acero para su fabricación, significa ablandar por el fuego y se logra calentando el acero a la temperatura de austenización, luego se deja enfriar en el horno, (pudiendo hacerse en arena

¹⁹ RODRÍGUEZ, MI FELIPE DÍAZ DEL CASTILLO; SOLÍS, MI ALBERTO REYES. ACEROS, ESTRUCTURAS Y ACEROS, ESTRUCTURAS Y TRATAMIENTOS TÉRMICOS.

o en sal), este tratamiento es especialmente recomendado para aliviar tensiones después de haber realizado procesos de soldadura o calentamiento de piezas.

- Normalizado: Consiste en calentar la aleación a una temperatura de austenización y luego enfriar en aire tranquilo o ligeramente agitado para obtener mejores características de maquinabilidad, refinamiento del grano y liberación de tensiones superficiales.

4.3.3 Clasificación de los aceros²⁰

- Contenido de acero:
 - Aceros de Bajo carbono, con menos del 0,25% de C.
 - Aceros de Medio carbono, conteniendo entre 0,25 % y 0,55% C.
 - Aceros de Alto carbono, conteniendo más del 0,55% de C.
- Composición química: Se tienen designaciones con base en normas establecidas, entre las más importantes se encuentran:
 - AISI – SAE, (Instituto Americano del Hierro y el Acero / Sociedad de Ingenieros Automotrices), en la que se usa un sistema de cuatro dígitos, correspondiendo los dos últimos dígitos al porcentaje (%) de Carbono, dividido por 100; el primer dígito representa el elemento más importante por su porcentaje (%) en peso, y el segundo dígito el elemento o mezcla de elementos adicionales, según el siguiente listado:
 - Carbono
 - Níquel

²⁰ RODRÍGUEZ, MI FELIPE DÍAZ DEL CASTILLO; SOLÍS, MI ALBERTO REYES. ACEROS, ESTRUCTURAS Y ACEROS, ESTRUCTURAS Y TRATAMIENTOS TÉRMICOS.

- Níquel-Cromo
- Molibdeno
- Cromo
- Vanadio
- Cromo-Tungsteno
- Níquel-Cromo-Molibdeno
- Silicio-Manganeso

Ejemplo:

- SAE 4140, es Acero al Molibdeno - Cromo con 0,4% de C.
- SAE 4340, es Acero al Cromo - Níquel - Molibdeno con 0,4% de C.
- Aceros según el API (Instituto Americano del Petróleo): En este sistema la letra hace referencia a la composición química especificada para cada grado y el número indica la resistencia a la fluencia en tracción, expresada en miles de libras por pulgada cuadrada (Kpsi). Es de resaltar que esta es la denominación que se usará para referirse las tuberías de revestimiento tenidas en cuenta en este trabajo.

Ejemplo:

- N-80: La "N" indica las características relacionadas con la composición química y el 80 indica que este acero tiene una resistencia a la fluencia de 80.000 psi.

4.3.4 Proceso de manufactura

Considerando la importancia de las tuberías de acero, su fabricación debe contar con características de alta calidad, acordes a los riesgos y necesidades exigidos. Existen tres tipos de fabricación, dentro de los cuales se encuentran:

- Proceso sin costura.
- Proceso de soldadura eléctrica-resistencia.
- Proceso de soldadura eléctrica instantánea.

En la Tabla 4, se presentan las diferentes tuberías de revestimiento API con los procesos de manufactura y su tratamiento térmico:

Tabla 4. Proceso de manufactura y tratamiento térmico.

Grupo	Grado	Tipo	Tipo de manufactura	Temperatura mínima	
				Tratamiento térmico	°C
1	H40	—	S o EW	Ninguno	—
1	J55	—	S o EW	Ninguno	—
1	K55	—	S o EW	Ninguno	—
1	N80	—	S o EW	Ninguno	—
2	L80	1	S o EW	Q&T	566
2	L80	9Cr	S	Q&T ^a	593
2	L80	13Cr	S	Q&T ^a	593
2	C90	1	S	Q&T	621
2	C90	2	S	Q&T	621
2	C95	—	S o EW	Q&T	538
2	T95	1	S	Q&T	649
2	T95	2	S	Q&T	649
3	P110	—	S o EW ^b	Q&T	—
4	Q125	1	S o EW ^b	Q&T	—
4	Q125	2	S o EW ^b	Q&T	—
4	Q125	3	S o EW ^b	Q&T	—
4	Q125	4	S o EW ^b	Q&T	—

Fuente. API SPEC 5CT, 1995.

4.4 TIPOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO/CASING²¹

Debido a la presencia de zonas de alta presión, formaciones débiles y/o poco consolidadas a diferentes profundidades, a lo largo de la trayectoria del pozo, se precisa instalar tuberías de revestimiento para sellar dichas zonas problemáticas. Por tal razón diferentes tamaños de revestidores son instalados dando como resultado final la forma cónica del pozo.

Con base en lo anterior, se definen a continuación los siguientes tipos de tubería de revestimiento (Ver Figura 31):

- **Tubería superficial o “Stove Pipe”:** Llamado también conductor marino, se utiliza principalmente en operaciones costa afuera (offshore). Es introducida ya sea a percusión por una herramienta hidráulica/mecánica o instalada y cementada en un hueco previamente perforado. La tubería protege el suelo ubicado inmediatamente debajo de la base del equipo de perforación de la erosión causada por el fluido de perforación y asegura la estabilidad de la superficie en que este se encuentra ubicado. Es instalada para prevenir “Washouts” en las formaciones poco consolidadas presentes en superficie y proveer un sistema de circulación para el fluido de perforación. Esta tubería generalmente no soporta cargas y en muy pocas ocasiones se utiliza para la instalación de equipos de cabeza de pozo o control de presión. El diámetro externo de la tubería superficial oscila entre 26 a 42 pulgadas. Este tipo de tubería se utiliza con extremos lisos para soldarse o con conexiones rápidas.
- **Tubería conductora:** Es instalada desde superficie hasta profundidades someras. Se utiliza para dar soporte a formaciones no consolidadas, prevenir derrumbes y pérdidas de circulación en formaciones porosas de baja profundidad, proteger acuíferos superficiales de la contaminación con los

²¹RABIA, Hussain. Fundamentals of Casing Design. Graham & Trotman. 1987.

fluidos inyectados, revestir cualquier depósito poco profundo de gas y proveer un sistema de circulación para los fluidos. La tubería conductora no puede ser cerrada en eventos de influjos de gas o fluidos dentro del pozo, considerando que las profundidades en las cuales es sentada no tienen el suficiente grado de consolidación. La tubería conductora es generalmente cementada desde la profundidad de asentamiento hasta la superficie. En esta tubería se instala el conjunto de preventoras de reventón (BOPs) o el sistema de desviación de flujo (Diverter). Es usada para soportar las posteriores sargas de tubería de revestimiento y el cabezal de pozo. La longitud de la tubería conductora puede variar entre 40 a 500 pies en operaciones Onshore y hasta los 1.000 pies en operaciones Offshore (costa afuera). Las dimensiones comúnmente usadas para este tipo de tuberías oscilan entre 16 a 20 pulgadas de diámetro.

- **Tubería de superficie:** Es instalada para prevenir el colapso de las paredes del pozo por la presencia de formaciones débiles poco profundas. La tubería de superficie debe ser sentada en roca competente para asegurar que las formaciones ubicadas en el zapato de la tubería no se fracturarán con las altas presiones hidrostáticas manejadas posteriormente. Provee protección contra arremetidas para la perforación más profunda, soporte estructural para el cabezal de pozo y sargas de revestimiento subsecuentes. La profundidad de asentamiento de esta tubería está definida por los problemas operacionales presentados tales como: zonas con posibilidades de pérdidas de circulación, zonas con presencia de hidrocarburos y zonas de inicio de construcción de ángulo en pozos desviados. La sarga se cementa hasta superficie o a profundidades donde esté garantizada la integridad del pozo. Un tamaño típico para este tipo de tubería es 13 ³/₈".
- **Tubería intermedia:** Este tipo de tubería generalmente es sentada en zonas de transición a formaciones con presiones normalmente altas. Provee

seguridad contra arremetidas para la perforación más profunda y aísla formaciones problemáticas que podrían poner en peligro la seguridad del pozo y/o impedir operaciones de producción. Es ubicada con el fin de sellar zonas con posibilidades de pérdidas de circulación severas, aislar domos salinos, anhidrita o problemas de tectónica de placas. Es primordial garantizar un buen trabajo de cementación con el fin de sellar cualquier zona de hidrocarburo y evitar la comunicación dentro de la sarta de tubería con zonas de aguas superiores. En muchos casos para la cementación de esta sarta de tubería se utiliza el proceso de cementación multi-etapa con el fin de prevenir que formaciones débiles soporten presiones altas por acción de las columnas hidrostáticas del cemento. El tope del cemento no necesita estar dentro de la sarta superficial de revestimiento. El tamaño más común para este tipo de tubería es de 9 5/8”.

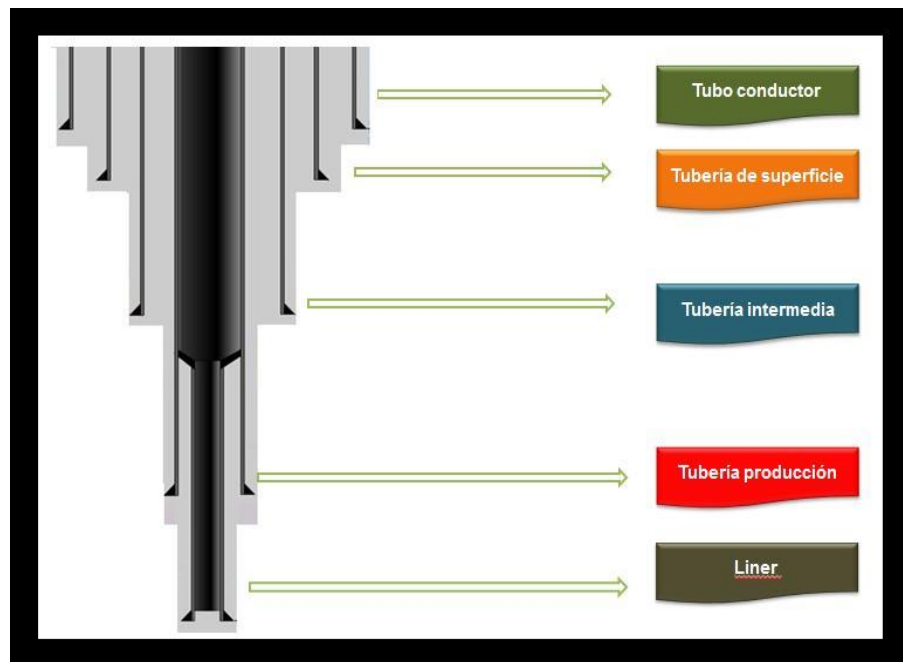
- **Tubería de producción:** Es la última sarta de tubería de revestimiento instalada y es aquella que podría estar potencialmente expuesta a fluidos del yacimiento. El propósito de la tubería de producción es la de aislar las zonas productoras, permitir el control del yacimiento, actuar como un conductor seguro de transmisión de fluidos a la superficie y prevenir influjos de fluidos no deseados. El tamaño más común utilizado para este tipo de tubería es de 7”.
- **"Liner" o tubería corta:** Este tipo de tubería de revestimiento es aquella que no alcanza la superficie. El "liner" es suspendido de la tubería intermedia por medio de un arreglo de un empaque y cuñas denominado "liner-hanger". Este tipo de tubería es cementada de acuerdo a los requerimientos de diseño ya sea en la totalidad de su longitud o a lo largo de un intervalo específico con lo cual se garantice la integridad del pozo. La principal ventaja de los liners es la reducción en longitud y diámetro de las tuberías a emplear, lo cual trae como resultado un escenario de diseño más favorable en el aspecto

económico y reduce los requerimientos en capacidad de carga del equipo de perforación. Sin embargo, la posibilidad de fugas a través del liner-hanger y la dificultad para obtener una correcta cementación primaria debido a la disminución del espacio anular, deben ser consideradas para la selección de una sarta con tubería intermedia y liner. Existen cinco tipos de "liner" los cuales son:

- Liner de perforación: Utilizado para aislar zonas donde se presenten pérdidas de circulación o presiones anormales y permitir la perforación de zonas más profundas. También se utiliza para reducir los costos de la tubería de revestimiento o en caso de presentarse limitaciones en la capacidad de carga del equipo.
- Liner de producción: Es corrido en reemplazo de una sarta de tubería de producción convencional, con el fin de aislar zonas de producción o inyección, disminuyendo costos operacionales o evitando problemas en el equipo de perforación. Algunos cumplen objetivos especiales como los ranurados y empacados con grava, instalados en el pozo para evitar problemas de producción de arena.
- Tie back liner: Es una sección de tubería de revestimiento que se extiende hasta superficie desde el tope del liner instalado en el pozo. La tubería se conecta al tope del liner con un diseño de conexión especial. Los liner de producción con un ensamblaje de tie back liner presentan desventajas en el caso de planear posteriores intervalos a perforar en profundidades mayores.
- Scab liner: Es una sección de tubería de revestimiento usada para reparar tubería existente dañada. Esta tubería puede ser cementada o sellada con empaques en tope y el fondo.

- Scab tie-back liner: Es una sección de tubería de revestimiento que se extiende en la parte superior del liner existente pero normalmente no alcanza la superficie y es generalmente cementado. Scab tie-back liners son generalmente utilizados para aislar secciones salinas en intervalos de gran profundidad del pozo, por lo cual el espesor de la pared de las tuberías empleadas es de gran grosor.

Figura 31. Tipos de tubería de revestimiento.



Fuente. <http://images.slideplayer.es/>

4.5 FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO²²

La tubería de revestimiento cumple las siguientes funciones durante el proceso de completamiento y la vida activa del pozo:

- Mantener el hueco abierto y proveer soporte a formaciones débiles,

²² RABIA, Hussain. Fundamentals of Casing Design. Graham & Trotman. 1987.

vulnerables o fracturadas. En el último caso, si el hueco es dejado sin revestir, la formación puede ocasionar obstrucciones y significar operaciones de re-perforación incrementado costos y tiempos operacionales.

- Aislar formaciones porosas con diferentes regímenes de flujo y presiones, y así evitar la contaminación de zonas de interés. Esto es básicamente alcanzado con la acción del cemento.
- Prevenir la contaminación de zonas de acuíferos superficiales.
- Proporcionar una conexión adecuada con el equipo de cabeza de pozo o con los equipos de control de pozo (BOPs), empleados durante el proceso de perforación y permitir un sistema de confiable de control de presión.
- Definir en el hueco dimensiones conocidas (profundidades, diámetros) con el fin de brindar seguridad para las operaciones con herramientas de subsuelo.

4.6 ESPECIFICACIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.²³

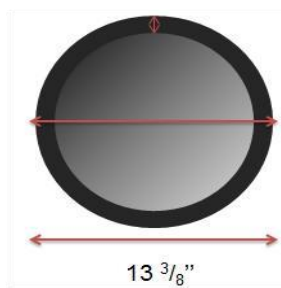
La tubería de revestimiento debe cumplir con características específicas que permitan suplir cada uno de los requerimientos técnicos y operacionales para ser instalada en el pozo. El Instituto Americano del Petróleo (API) en su norma API SPEC 5A, ha establecido parámetros que permitan tener unos estándares para la identificación y clasificación de las diferentes tuberías, los cuales se indican a continuación:

- **Diámetro externo:** Las sargas de tubería de revestimiento se especifican

²³ SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento.

por el diámetro nominal del cilindro, el cual corresponde al diámetro externo (O.D) del cuerpo del tubo. El diámetro externo no hace referencia a los acoples (roscas) cuya medida es importante, ya que determina el tamaño mínimo del hueco en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento. La medida del diámetro externo debe estar dentro de las tolerancias establecidas en la norma API SPEC 5A, como se muestra en la Tabla 5.

Figura 32. Diámetro externo, tubería de revestimiento.



Fuente. Autor.

Tabla 5. Tolerancia tuberías de revestimiento no-upset.

Diámetro externo	Tolerancia (pulg)
≥ 4 pulgadas	± 0,031
≤ 4 ½ pulgadas	± 1,00

Fuente. Norma API SPEC 5A.

Para tuberías de revestimiento con upset, las tolerancias aplican para el diámetro externo del cuerpo del tubo, inmediatamente detrás del upset, como se describe en la Tabla 6.

Tabla 6. Tolerancias tuberías de revestimiento Upset.

Diámetro externo (pulg)	Tolerancia (pulg)	
4,00 – 5,00	+ $\frac{7}{34}$	- $\frac{1}{32}$
5,50 – 8,625	+ $\frac{1}{8}$	- 0,75% D
≤ 9,625	+ $\frac{5}{32}$	- 0,75% D

Fuente. Norma API SPEC 5A.

- **Espesor de pared:** El espesor de la pared influye directamente en las propiedades de la tubería. Durante las operaciones de perforación, reparaciones y vida productiva del pozo, se puede presentar desgaste mecánico en las paredes de la tubería o desgaste químico por corrosión, por lo cual la capacidad de la tubería se verá reducida. Adicionalmente determina el diámetro interno de la tubería de revestimiento. La tolerancia especificada en la norma API 5A para el espesor de pared es $\pm 12,5\%$.
- **Diámetro interno:** La Norma API SPEC 5A, describe dos valores de diámetro interno. El primer valor es igual al diámetro externo (O.D) menos dos veces el valor nominal del espesor de pared. El segundo valor es definido como el diámetro drift, el cual refiere a la dimensión de un mandril cilíndrico que puede pasar libremente a través de la tubería de revestimiento, con una fuerza ejercida razonable, equivalente al peso del mandril usado para la prueba. El drift señala el tamaño máximo que pueda tener una herramienta para ser bajada al pozo y pasar libremente por la tubería de revestimiento. El API recomienda las dimensiones para los mandriles de prueba como se indica en la Tabla 7.

Tabla 7. Tamaño mandriles de prueba.

Tamaño de tuberías y liner (pulg)	Tamaño del mandril			
	Longitud		Diámetro mínimo	
	(pulg)	(mm)	(pulg)	(mm)
$\geq 8 \frac{5}{8}$	6	152	ID – $\frac{1}{8}$	ID – 3,18
$9 \frac{5}{8} - 13 \frac{3}{8}$	12	305	ID – $\frac{5}{32}$	ID – 3,97
≤ 16	12	305	ID – $\frac{3}{16}$	ID – 4,76

Fuente. Norma API SPEC 5A.

- **Peso:** El API define tres tipos de peso para las tuberías de revestimiento:
 - Peso nominal
 - Peso del cuerpo
 - Peso de acoples y roscas
- **Peso nominal:** El peso nominal de la tubería de revestimiento es utilizado principalmente para identificar la tubería durante el proceso de ordenado. Está expresado en lb/pie o Kg/m. Los pesos nominales no son exactos y están basados en el peso teórico calculado de una tubería con roscas y acoples de 20 pies de longitud.
- **Peso del cuerpo:** El peso del cuerpo hace referencia, al peso de la junta de tubería de revestimiento sin la inclusión de roscas y acoples. El peso del cuerpo se calcula de acuerdo con el boletín API 5C3.
- **Peso de acoples y roscas:** El peso de acoples y roscas, es el peso promedio

de una junta incluyendo las roscas o un acople en el caso de tuberías acopladas.

- **Grado de acero:** El acero en su estado natural usado para llevar a cabo la manufactura de la tubería de revestimiento no tiene una microestructura definida. Las propiedades mecánicas y físicas del acero pueden ser modificadas considerablemente razón por la cual, diferentes grados de tubería de revestimiento pueden ser fabricados con el fin de adaptarse a los diversos escenarios que puedan presentarse. El grado del acero de la tubería de revestimiento está relacionado con el esfuerzo a la tensión del acero del cual está hecho.

El grado del acero se designa de acuerdo al API, utilizando letras que hacen referencia a la composición química, garantizando una única designación para cada grado de tubería y números que hacen referencia a la mínima resistencia a la cedencia del acero (Minimal Yield Strenght) en miles de libras por pulgada cuadrada (Kpsi). En la Tabla 8, se indican los diferentes grados de acero. Adicionalmente muchos grados de acero no API's se encuentran disponibles comercialmente y son ampliamente usados en la industria. Estos grados de acero son empleados para aplicaciones especiales que requieren alta resistencia a la tensión, resistencia especial al colapso u otras propiedades que pueden hacer el acero más resistente en ambientes con presencia de H₂S. En la Tabla 9, se presentan algunos de los grados no API más comunes.

- **Marcaje:** Los productos fabricados con base en estándares internacionales, deben ser marcados por el fabricante de acuerdo a lo especificado en la norma API SPEC 5CT. Esta norma establece un código de colores para cada uno de los grados de acero existente, que ayudan a la identificación de las tuberías. La Figura 33, presenta los colores establecidos para el marcaje de cada uno de los grados de acero API.

- **Conexiones:** Teniendo en cuenta que las tuberías que se utilizan en los pozos tienen límite en longitud, es necesario que sean unidas al introducirse al pozo, con la premisa que la unión entre ellas sea hermética y capaz de soportar cualquier esfuerzo. A dicha unión se le llama conexión o rosca.

La rosca es usada para mantener unidas mecánicamente dos piezas de tubería y deberá mantenerse como un solo elemento. Actualmente, en la industria petrolera, se utilizan diferentes tipos de conexiones, por lo que es importante comprender los conceptos básicos sobre dispositivos mecánicos y seleccionar de acuerdo a su uso, la conexión más apropiada.

Tabla 8. Grados API para tubería de revestimiento.

Grado	Mínimo esfuerzo a la cedencia [psi]		Última resistencia a la tensión [psi]	Mínima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
H40	40.000	80.000	60.000	29,5
J55	55.000	80.000	75.000	24,0
K55	55.000	80.000	95.000	19,5
L80	80.000	95.000	95.000	19,5
N80	80.000	110.000	100.000	18,5
C90	90.000	105.000	100.000	18,5
C95	95.000	110.000	105.000	18,0
T95	95.000	110.000	105.000	18,0
P110	110.000	140.000	125.000	15,0
Q125	125.000	150.000	135.00	14,0

Fuente. CHILINGARIAN, G.V., RAHMAN, S.S. Casing design theory and practice.

La conexión ideal es aquella que es idéntica al cuerpo del tubo; es decir, geoméricamente y en términos de su desempeño mecánico igual. Básicamente una conexión está constituida por dos elementos principales:

- Piñón (pin)
- Caja (box)

Tabla 9. Grados No API para tubería de revestimiento.

Grado	Mínimo esfuerzo a la cedencia [psi]		Última resistencia a la tensión[psi]	Mínima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
S80	55.000-75.000	-	75.000	20,0
Mod. N80	80.000	95.000	100.000	24,0
C90	90.000	105.000	120.000	26,0
SS95	75.000-95.000	-	95.000	18,0
SOO95	95.000	110.000	110.000	20,0
S95	92.000-95.000	-	110.000	16,0
SOO125	125.000	150.000	135.000	18,0
SOO140	140.000	165.000	150.000	17,0
V150	150.000	180.000	160.000	14,0
SOO155	155.000	180.000	165.000	20,0

Fuente. CHILINGARIAN, G.V., RAHMAN, S.S. Casing design theory and practice.

El miembro roscado externamente es llamado el pin de tubería o piñón, mientras que el miembro roscado internamente es llamado caja (en algunos casos acople). Adicionalmente se dice que una junta también cuenta con un elemento de sello y un elemento de hombro de paro, elementos que representan o simbolizan parte de

los esfuerzos realizados para alcanzar lo ideal en una conexión.

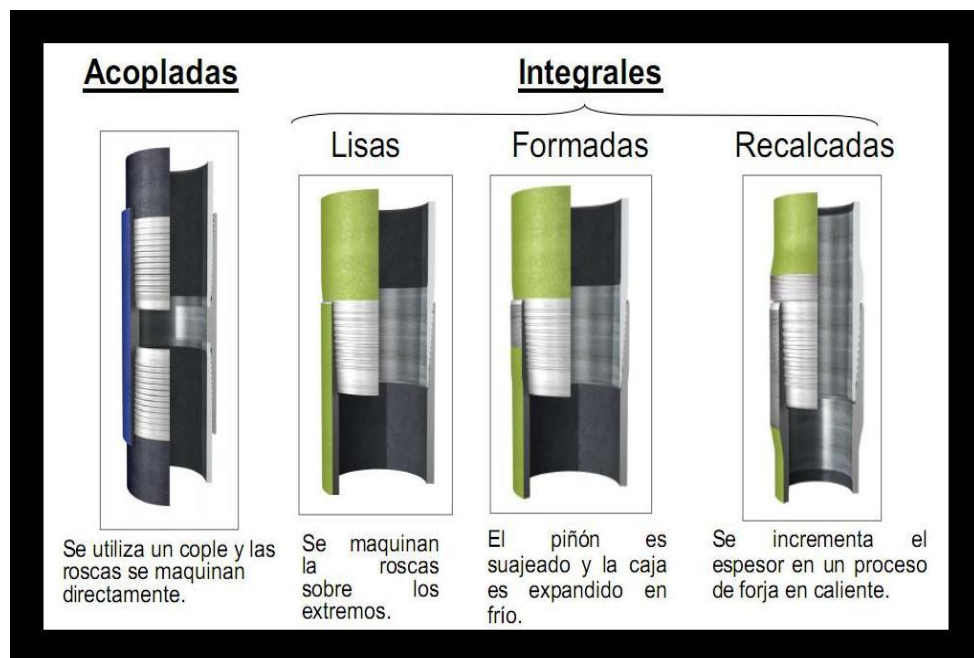
El piñón o pin de tubería puede tener dos tipos de maquinados:

- Non-upset: Diámetro externo de la conexión igual a la del cuerpo del tubo.
- Upset: El diámetro externo en la conexión es ligeramente mayor al del cuerpo del tubo.

Todas las conexiones API roscadas y acopladas para tubería de revestimiento son non-upset.

- Tipos de conexiones²⁴: Se pueden definir dos tipos de conexiones principales:






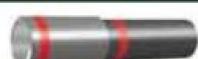




Figura 33. Tipos de conexiones.







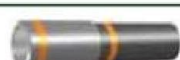

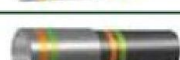



²⁴ MEJIA, JAVIER ANDRÉS MARTÍNEZ. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO Y LA SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO. TENARIS.

Fuente. Conceptos generales de conexiones. TENARIS.

Figura 34. Código de colores para grados de acero.

Grado	Tipo	Ejemplo
H40		
J55 tubing		
J55 casing		
K55		
M65		
N80	1	
	Q	
L80	1	
	9Cr	
	13Cr	

Grado	Tipo	Ejemplo
C90	1	
	2	
T95	1	
	2	
C95		
P110		
Q125	1	
	2	
	3	
	4	

Fuente. Manual de uso de casing y tubing. TENARIS

- **Conexión acoplada:** De acuerdo con el API, en la tubería se roscan piñones en cada uno de los extremos. Se integra un tercer elemento llamado acople, el cual es un pequeño tramo de tubería de diámetro ligeramente mayor que el de la tubería, en el que se roscan internamente (dos pines) y posteriormente se aprieta en uno de los extremos del tubo. Las conexiones API acopladas contemplan el diseño de acoples “special clearance” para casos en que se requiera mayor espacio anular, o pasar por espacios restringidos, manteniendo la misma capacidad tensional, con una ligera disminución en el “Internal Yield Pressure”.
- **Conexión integral:** Son conexiones fabricadas en el mismo cuerpo del tubo. De acuerdo con el API, unen un extremo de la tubería roscado exteriormente como piñón, conectándolo con un extremo roscado internamente denominado caja. Las conexiones integrales se pueden dividir a su vez en:
 - **Conexión lisa:** Se maquinan las roscas sobre los extremos del tubo sin aumentar el diámetro exterior del mismo.

Figura 35. Conexión lisa.



Fuente. Conceptos generales de conexiones. TENARIS.

- **Conexión formada:** El extremo piñón es suajado (cerrado) y el extremo caja es expandido en frío sin rebasar el 5% en diámetro y el 2% en espesor; posteriormente se realiza un relevado de esfuerzos.

Figura 36. Conexiones formadas.



Fuente. Conceptos generales de conexiones. TENARIS.

- **Conexión recalcada:** Se incrementa el espesor en el cuerpo del tubo a través de un proceso de recalado en caliente. Posteriormente se rosca en un extremo el piñón y en el otro la caja.

Figura 37. Conexiones recalcadas.



Fuente. Conceptos generales de conexiones. TENARIS.

Tabla 10. Eficiencia de las conexiones.

Propiedades	Acoplada	Tipo de conexión		
		Lisas	Integrales	
			Formadas	Recalcadas
Tensión	100 %	60 %	70 %	100 %
Compresión	100 %	60 %	70 %	100 %
Estallido	100 %	100 %	100 %	100 %
Colapso	100 %	100 %	100 %	100 %

Fuente. Conceptos generales de conexiones. TENARIS.

- Clasificación de conexiones: Las conexiones pueden clasificarse de acuerdo al tipo de rosca:
 - API
 - Premium

Roscas API²⁵: De acuerdo con la norma API 5B1, existen tres tipos de roscas para tubería de revestimiento:

- Roscas redondas: Las primeras roscas que se utilizaron para conectar tramos de tubería en los inicios de la perforación de pozos petroleros se fabricaban con hilos en forma de “V” de 60°, con poca o nula conicidad y de crestas afiladas. En 1939, el comité de Estandarización del API, uniformó las características de la rosca redonda a ocho (8) hilos por pulgada y conicidad de 3/4” por pie. Se conoce como 8HRR (ocho hilos rosca redonda) debido a que, en los diámetros más usuales, se fabrica

²⁵ RABIA, Hussain. Fundamentals of Casing Design. Graham & Trotman. 1987.

con 8 hilos por pulgada y sus crestas y valles están redondeados.

En tubería de revestimiento de 4 ½" a 20", solo se fabrican en tubo liso. Únicamente en 8HPP, se conocen como LTC (Long Thread Coupled) o roscas redondas de acople largo y para tubos con pared delgada, como STC (Short Thread Coupled) o roscas redondas de acople corto. En la conexión larga LTC, el avance de la rosca se ha aumentado de 8 a 10 hilos por pulgada para dar mayor resistencia de adherencia. En estos últimos casos, ambas roscas se pueden conectar y se deben acoplar teniendo en cuenta las recomendaciones de posición y torque para la de menor resistencia.

- Roscas Buttress: Las roscas Buttress o BTC, son una de las primeras conexiones acopladas que apareció en el mercado petrolero mundial durante los años treinta. Muchas de las conexiones premium actuales con o sin sello metal-metal, basan su diseño en los principios de la BTC, por lo que se considera la madre de las conexiones acopladas.

El perfil de la rosca tiene crestas planas y raíces paralelas al cono ahusado con ángulos de 3° y 10° con la vertical al eje de la tubería. Tiene un ahusamiento de 0,75" por pie en los tamaños $\leq 13 \frac{3}{8}$ " y un ahusamiento de 0,9996" por pie en los tamaños ≥ 16 ". La rosca Buttress tiene forma cuadrada con 5 hilos por pulgada y es capaz de transmitir mayor carga axial que la rosca API redonda. Este tipo de rosca se utiliza en tubería de revestimiento con rango variante de 4 ½" hasta 20" de diámetro. Su fabricación se especifica en las normas API 5B.

- Roscas extreme line: La rosca API extreme line es roscada interna y externamente, con upset externo e interno en los extremos. Los upset son especialmente maquinados para incrementar el espesor de pared a fin de

compensar la pérdida de metal debido al roscado. El perfil de la rosca es trapecoidal, proporcionando sello metal-metal en el pin del tubo y el hombro externo. Estas características hacen que la rosca extreme line sea adecuada para el uso en elevadas presiones y temperaturas. Otras características de la rosca extreme line incluyen:

- Hilos por pulgada con tamaños de tubería que varían entre 5" a 7 ⁵/₈".
 - Hilos por pulgada con tamaños de tubería que varían entre 8 ⁵/₈" a 10 ³/₄".
-
- Roscas Premium: Son conexiones mejoradas a las API y maquinadas por fabricantes que patentan el diseño en cuanto a cambios en la rosca y/o a la integración de elementos adicionales como sellos y hombros que le proporcionan a la conexión características y dimensiones especiales para cubrir requerimientos específicos, tales como:
 - Evitar el Jump Out en pozos con alto ángulo de desviación.
 - Mejorar la resistencia a la presión interna y externa (colapso y estallido).
 - Disminuir esfuerzos tangenciales en acoples.
 - Facilitar la introducción en huecos reducidos.
 - Evitar la turbulencia de flujo por cambio de diámetro interior.
 - Múltiples conexiones y desconexiones en pozos de prueba.
 - Sellos mejorados.
 - Resistencia a la flexión en aplicaciones en pozos direccionales, dirigidos y horizontales.
 - Aprietes rápidos.
 - De fácil alineación y enchufe rápido.

En las roscas premium el sello es metal-metal, el cual se origina por la presión de contacto entre planos deslizantes adyacentes que se energizan al acoplar con torque, es decir, existe un contacto metal-metal entre el pin y la caja de la junta.

4.7. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La tubería de revestimiento está sujeta a diferentes cargas durante las operaciones de corrida, cementación, perforación y producción. Dichas cargas exigen que la tubería de revestimiento cuente con propiedades específicas que permitan conservar sus características principales y cumpla con los requerimientos de diseño. Las cargas más importantes que actúan en las tuberías de revestimiento son:

- Tensión
- Colapso
- Estallido (presión interna)

El API ha definido los valores promedios de las propiedades de resistencia a la tensión, colapso y estallido para cada uno de los grados de tubería de revestimiento, en sus boletines 5C2 y 5C3, a las que denomina, “Minimal Performance Properties”.

4.7.1 Tensión

Las cargas axiales por tensión son producidas por fuerzas que actúan a lo largo del eje longitudinal de la tubería de revestimiento, principalmente generadas por su propio peso. Bajo la acción de cargas por tensión el cuerpo de la tubería puede sufrir tres tipos de deformación: elástico, elástico-plástico y plástico. Dentro del rango de deformación elástica, las propiedades metalúrgicas del acero en el cuerpo del tubo, no sufren un daño permanente y regresan a sus condiciones iniciales, una vez las cargas dejen de actuar. Más allá del límite elástico, el cuerpo del tubo sufre

una deformación permanente la cual se ve reflejada en pérdida de resistencia.

La resistencia de la tubería de revestimiento a las fallas por tensión, está expresada en términos de resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo (Pipe Body Yield Strength) y resistencia de la junta (Joint Strength). La resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo, es la mínima fuerza requerida para causar una deformación permanente del tubo.

Figura 38. Cargas por tensión.



Fuente. Conceptos generales de conexiones. TENARIS. Modificada.

4.7.2. Colapso

El colapso puede definirse como la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas. Las cargas de colapso se producen por la presión hidrostática generada a partir de la columna de fluido existente fuera de la sarta de tubería de revestimiento. Dichos fluidos son generalmente fluidos de perforación y en algunos casos la lechada de cemento.

Figura 39. Efecto del colapso en tubería.



Fuente. Investigación del fenómeno de colapso en tuberías de revestimiento y producción. TENARIS.

La resistencia de la tubería de revestimiento bajo la acción de presiones externas, depende en general de una serie de factores. Los factores considerados de mayor importancia al determinar la resistencia crítica al colapso son: longitud, diámetro, espesor de pared y propiedades físicas del material (Yield Point, límite elástico, relación de Poisson, etc).

Es común atribuir el fenómeno de colapso a una supuesta calidad deficiente de las

tuberías. Sin embargo, estudios señalan un conjunto de factores causales, tales como:

- Desgaste de la tubería de revestimiento.
- Desgaste por pandeo helicoidal.
- Incremento de presión exterior por temperatura.
- Cargas geo-estáticas por formaciones plásticas.

4.7.3 Estallido²⁶

La presión de estallido se origina de la columna de fluidos de perforación o producción y actúa en las paredes internas de la tubería. El revestimiento está también expuesto a arremetidas o influjos de la formación que imponen una presión interna. Mide la resistencia estructural de la sección transversal a una presión diferencial interna y toma en cuenta diversos principios:

- La resistencia a la presión interna de la conexión puede exceder o no la del cuerpo de la tubería.
- Para conexiones API, particularmente en roscas especiales, es posible que la resistencia exceda la de la conexión.

Una aproximación más exacta para su determinación es seguir el criterio de Von Mises.

²⁶ RENDÓN, Ulises. Tecnología De La Perforación Y Terminación No Convencional. Instituto Politécnico Nacional. 2013.

4.8 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO EN POZOS CON PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS.

Todos los diseños que se realizan para el completamiento de un pozo deben seguir ciertas especificaciones, que se obtienen mediante información recopilada previamente, dentro de esta, cabe resaltar algunas de las más importantes como lo son las propiedades que presenta la formación, las características del crudo a extraer o los diversos tipos de tubería disponible, de ahí que no todos los diseños son iguales aunque se asemejen, debido a que pueden ser pozos dentro de un mismo campo que presenten características similares.

En el caso de completamiento para producción de crudo pesado, deben tenerse en cuenta algunas consideraciones adicionales debido a que al ser este un crudo No Convencional, presentaran características distintas a las de un crudo convencional al momento de su extracción, un ejemplo de esto es que la tubería podría verse expuesta a altas temperaturas y ambientes corrosivos debido a los tratamientos que se puedan aplicar para la producción del crudo es por esto que la selección adecuada de materiales resistentes a la corrosión, la estabilidad térmica, características de resistencia al colapso del material de la tubería conduzcan a mejores rendimientos de campo, tales como alta resistencia de conexión, buena resistencia a la deformación térmica y hermeticidad al gas, la preparación del pozo de inyección (si es el caso) asegurando que el equipo de superficie y la tubería de pozo estén absolutamente libres de Hidrocarburos y el control de arena y arcilla²⁷.

Para el pozo AK-20 algunas consideraciones tomadas en cuenta son la instalación de bombas tipo Jet, una tubería de producción con diámetro grande, es por eso que se usan tuberías de 5 ½", al igual que éstas tengan alta capacidad para el flujo del fluido, baja rotación para evitar el desgaste del equipo debido a las características

²⁷ SARATHI, P. *In-Situ Combustion Handbook Principles and Practices*. National Petroleum Technology Office: Tulsa, OK, 1999. Report DOE/PC/91008-0374, OSTI ID 3174.

especiales (alta viscosidad) que presenta el crudo pesado. En ocasiones es útil colocar un capilar con químico (diluyente) en fondo de pozo para facilitar el flujo del crudo reduciendo su viscosidad, pero para el caso especial del AK-20, no es necesario puesto que la temperatura de fondo es lo suficientemente alta para permitir que el fluido se desplace sin la necesidad de este.

5. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN Y PRUEBAS RECOLECTADAS PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA RAÍZ (ACR)

5.1 INSPECCIÓN VISUAL Y ANÁLISIS

En noviembre de 2015 fue enviado al Laboratorio de Ingeniería de Materiales del ICP (Instituto Colombiano del Petróleo) una muestra (corte) de tubería de 5 ½" de aproximadamente 70 cm de longitud proveniente del Pozo AK-20, con el fin de realizar un análisis detallado de las condiciones que esta presentaba (Figura 40).

En las Figuras 41 y 42 se presentan los cortes tomados para el análisis de la superficie externa e interna de la tubería respectivamente.

A partir de las muestras se obtuvieron los siguientes resultados:

- Internamente pudo notarse una superficie lisa sin evidencias de daños de tipo corrosivo ni generalizada ni de forma localizada, lo que permite inferir que no se presenta un ataque corrosivo en esta sección del pozo.

Figura 40. Muestra de tubería enviada al ICP.



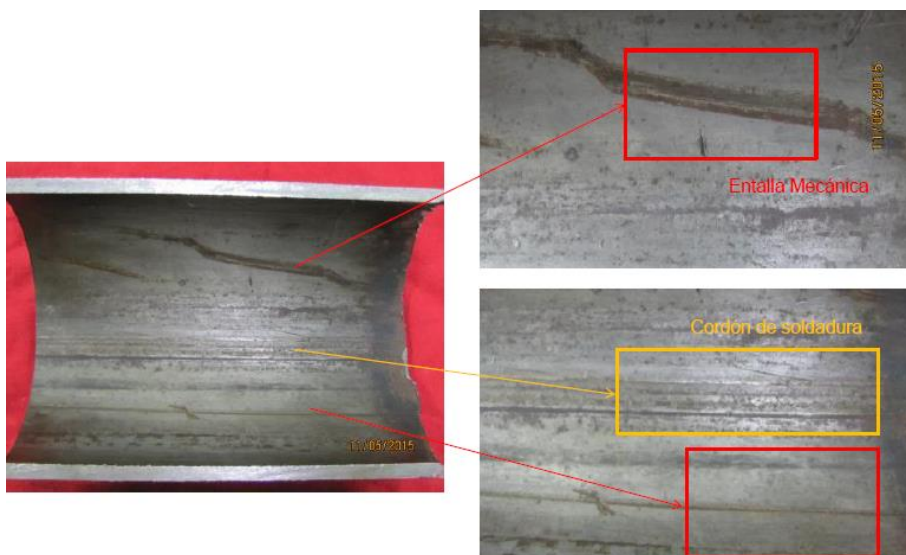
Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos. 2016

Figura 41. Muestra para análisis de la superficie externa.



Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos. 2016.

Figura 42. Muestra para análisis de la superficie interna.



Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos. 2016.

- En la superficie interna se observaron indicaciones de entallas longitudinales probablemente generadas por afectación mecánica por corrida de herramientas o manipulación en operaciones de pesca.
- La apariencia de entallas longitudinales probablemente obedeció a una afectación reciente (en su momento), ya que no se evidenciaron daños corrosivos ni capas de óxido en gran cantidad.
- No se evidenciaron indicaciones que obedezcan a una condición generadora de falla de tubería, lo cual conlleva a pensar que la condición está relacionada con un evento localizado en la zona de falla que no obedece a corrosión.
- No se evidenciaron indicaciones de afectaciones mecánicas, corrosión y/o erosión en la superficie externa de la tubería, en general se observó en buenas condiciones.

5.2 SIMULACIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO AK-20 HACIENDO USO DEL SOFTWARE WELLCAT

5.2.1 WellCat, Wellcat²⁸ es un software que permite realizar simulaciones de presión y temperatura para operaciones de producción, inyección, terminación y reparación de pozos. Para el caso específico en estudio del Pozo AK-20, brinda un apoyo eficiente para:

- Realizar análisis de esfuerzos triaxiales, uniaxiales y de pandeo en sartas de tubería de revestimiento.
- Utilizar presiones y temperaturas predichas a partir de datos de perforación y producción para llevar a cabo análisis o diseños complejos.
- Analizar numerosos casos de cargas estándar.

Sus aplicaciones incluyen:

- Diseño de tubería de producción exclusiva o dual.
- Diversos tipos de empaques.
- Análisis de pandeo durante la producción.
- Análisis de paso de herramientas.
- Predicción del incremento de presión en el espacio anular.
- Determinación de cargas máximas de tensión durante la realización de trabajos operativos.

En la simulación llevada a cabo para el Pozo AK-20, se tomaron los datos de PIP del arranque del pozo y los del día anterior a la falla. La tubería simulada fue la siguiente:

5 ½" O.D, 8RD, 15.5#, J55, LTC.

²⁸ Software desarrollado por Landmark Graphics Corporation empresa que pertenece a Halliburton.

5.2.2 Factores de diseño para tubería del Pozo AK-20

En la Tabla 11 se muestran los factores de diseño de la tubería analizada.

Tabla 11. Factores de diseño de tubería del Pozo AK-20.

PIPE BODY	
	VALOR
Triaxial	1.25
Burst	1.1
Collapse	1.0
Axial Tension	1.34
Axial Compression	1.34
CONNECTION	
Burst/Leak	1.1
Tension	1.34
Compression	1.34

Fuente. Ecopetrol S.A. Departamento de Completamiento. 2016.

En la Figura 43 se presenta la ficha técnica de la tubería, según el proveedor de los tubulares

En la Tabla 12 se muestran los datos del Pozo AK-20 tomados en cuenta para la simulación:

Figura 43. Ficha técnica, tubería simulada y corrida en el Pozo AK-20 (5 ½” O.D, 8RD, 15.5#, J55, LTC). Sin costura.

Choose pipe size, wall thickness and steel grade to view API connection options and performance data.					
Size	5.500	Wall	0.275 in (15.50 lbs/ft)	Grade	J55
Connection	LTC	Unit	USC		
Pipe Body Data					
GEOMETRY					
Nominal OD	5.500 in	Wall Thickness	0.275 in	API Drift Diameter	4.825 in
Nominal Weight	15.50 lbs/ft	Nominal ID	4.950 in	Alternate Drift Diameter	n.a.
Plain End Weight	15.36 lbs/ft	Nominal Cross Section	4.514 sq in		
PERFORMANCE					
Steel Grade	J55	Minimum Yield	55,000 psi	Minimum Ultimate	75,000 psi
Body Yield Strength	248,000 lbs	Internal Yield Pressure	4,810 psi	Collapse Pressure	4,040 psi
Connection Data					
GEOMETRY					
Regular OD	6.050 in	Threads Per Inch	8	Make-Up Thread Turns	3
PERFORMANCE					
Steel Grade	J55	Minimum Yield	55,000 psi	Minimum Ultimate	75,000 psi
Joint Strength	217,000 lbs	Internal Pressure Resistance	4,810 psi		

Fuente. Casing and Tubing Performance Data. TENARIS

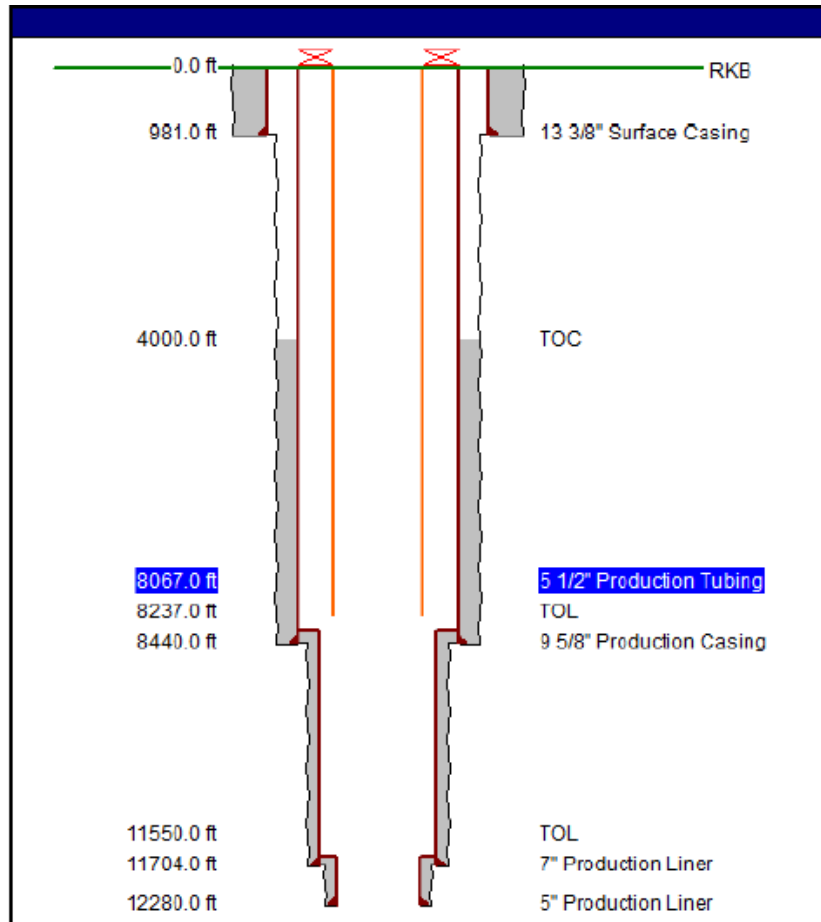
Tabla 12. Datos del Pozo AK-20 para la simulación de la tubería de producción.

PROPIEDAD	
Sistema de Levantamiento (.)	BES
TD (ft)	12305'
Longitud Tubing 5 ½”(ft)	8067
Profundidad de la bomba	8067
Temperatura de ambiente (°F)	80
Temperatura de Fondo (°F)	178
Máxima inclinación (SUP – Prof Bomba) (°)	63.5
Densidad del fluido producido (ppg)	8.44
Densidad del fluido de Boyancia Intervalo Nivel de fluido – fondo BES (ppg)	8.44
Peso nominal del cable (lb/ft)	2.95

Fuente. Ecopetrol S.A. Departamento de Completamiento. 2016.

Todas las especificaciones hechas anteriormente para llevar a cabo la simulación en WellCat, son relacionadas en el estado mecánico que se muestra a continuación:

Figura 44. Estado Mecánico Pozo AK-20 haciendo uso de WellCat



Fuente. Simulación WellCat. Pozo AK-20. Ecopetrol S.A. Departamento de Completamiento. 2016.

5.2.4 Cargas simuladas

Dado que la versión de WellCat disponible en la actualidad para Ecopetrol S.A., no simula condiciones dinámicas para Bombeo Electrosumergible, se realizaron cargas de tal modo que se pueda llegar a una aproximación de dichos escenarios. Los siguientes escenarios fueron simulados:

1. Carga nivel: 4912 ft MD THP 40 psi.
2. Carga nivel: 5585 ft MD THP 39 psi.

5.2.5 Factor de seguridad para la conexión en tensión

El factor de seguridad para la conexión en tensión está ligado al parámetro de resistencia a la tensión en la rosca. Según las especificaciones del fabricante es el “Joint Strenght”, que varía según la tubería. Para la simulación el factor de seguridad fue 1.34 para la tensión en la conexión que es un valor predeterminado según las características de la tubería y puede evidenciarse en la anterior Tabla 11. Tomando como punto de partida lo anterior, a continuación se muestra (Ecuación 1) cual es la carga con factor de seguridad que no debe ser sobrepasado para la tubería 5 ½” O.D, 15.5#, J55, LTC.

$$Carga\ de\ seguridad = \frac{Joint\ Strenght}{Factor\ de\ seguridad} = \frac{217,000\ lb}{1.34} = 161,940\ lb \quad (1)$$

5.2.6 Premisas en la simulación

- Se realizaron simulaciones de cargas axiales en condiciones estáticas.
- El peso nominal del cable es 2.95 lb/ft. Este valor se le sumó al peso nominal de la tubería para que el software lo tuviera en cuenta.
- No se consideró el peso de la Y-Tool.

- No se consideró el peso del Instrument Tube.

Se muestra el cuadro de resultados para el Sistema BES analizado:

Tabla 13. Resultados de la simulación para el Sistema BES

EVENTO SIMULADO	Carga axial conexión del tbg hanger. Carga de Seguridad: 161,940 lb para tbg 5 ½" (1.34)	Factor de Seguridad de Tensión en la Conexión. A tener en cuenta, el factor de diseño es 1.34
Carga Nivel: 4912ft MD THP	165,726	1.30
Carga Nivel: 5585ft MD THP	171,679	1.26

Fuente. Ecopetrol S.A. Departamento de Completamiento. 2016.

5.2.7 Gráficos obtenidos en WellCat

5.2.7.1 Von Mises

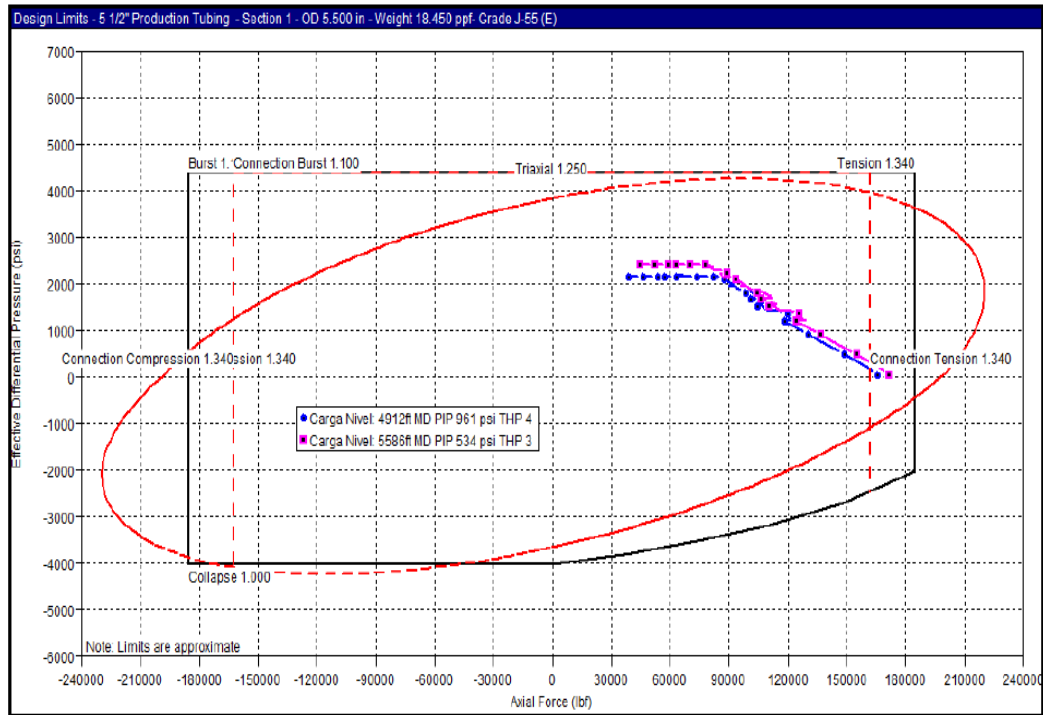
En la Figura 45 se muestra la tensión de Von Mises que no debe ser sobrepasada y que es proporcional a la energía de deformación que puede sufrir la tubería y qué tanto puede esta resistir un esfuerzo elástico sin llegar al punto plástico o de ruptura.

5.2.7.2 Factor de seguridad axial

El Esfuerzo Axial se define como la carga que actúa por unidad de área del material. Cuando una fuerza actúa a lo largo de la tubería no sólo depende de las características intrínsecas de su composición sino de la sección transversal de la misma de tal manera que a mayor sección mayor será la resistencia de esta²⁹. (Ver Figura 46).

²⁹ SALAZAR TRUJILLO, Jorge Eduardo. *Resistencia de Materiales. Básica para Estudiantes de Ingeniería.* 2007 Universidad de Colombia Sede Manizales. ISBN 978-958-8280-08-0.

Figura 45. Resultado Von Mises.

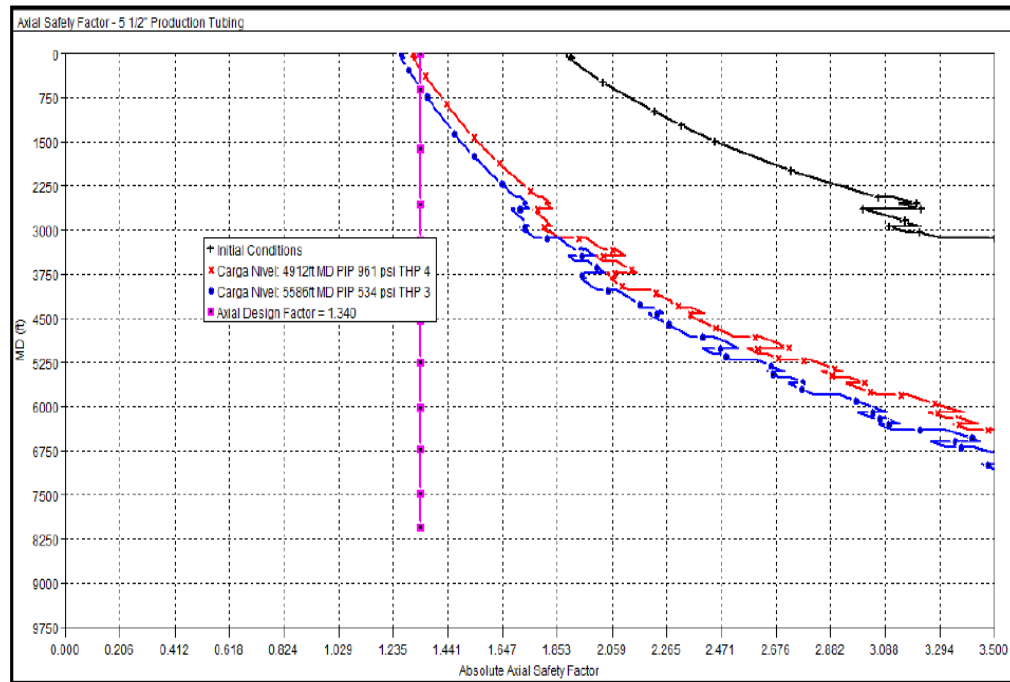


Fuente. Simulación Wellcat. Pozo AK-20. Ecopetrol S.A. Departamento de Completamiento. 2016.

5.2.7.3 Factor de seguridad de estallido

El Factor de Estallido determina un diferencial máximo que puede resistir la tubería que en caso de ser excedido conducirá a una falla en el revestimiento. Constituye un valor clave en operaciones de control de pozos y contingencias al igual que en procesos de diseño de pozos.

Figura 46. Factor de Seguridad Axial.



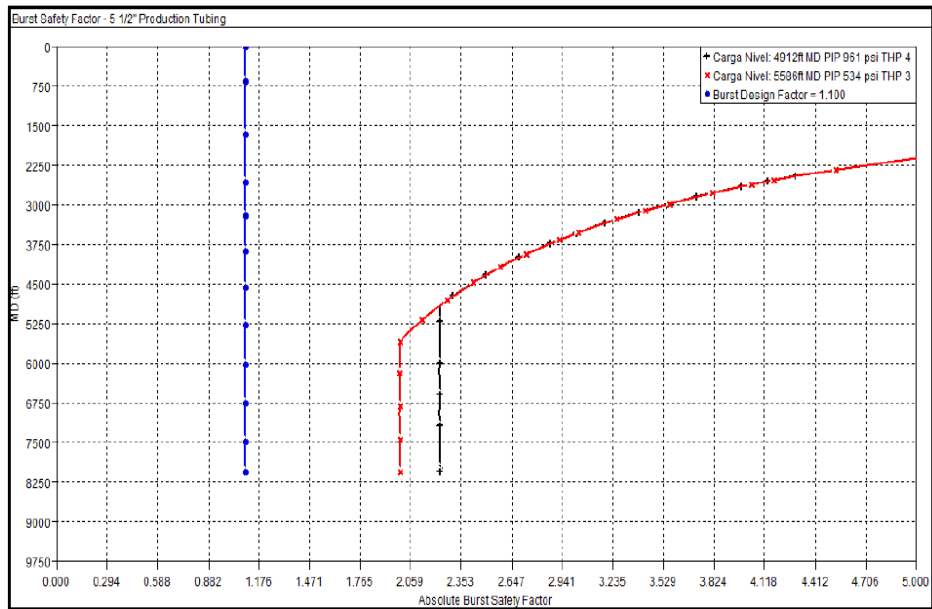
Fuente. Simulación WellCat. Pozo AK-20. Ecopetrol S.A. Departamento de Completamiento. 2016

5.2.7.4 Factor de seguridad de colapso

Es un factor importante a considerar para determinar los límites operativos de la tubería y mide la resistencia de su sección transversal a la inestabilidad que resulta de una presión diferencial externa, además considera el efecto de deterioro causado por la carga axial de tensión en la resistencia al colapso³⁰

Figura 47. Factor de Seguridad de Estallido.

³⁰ RENDÓN, Ulises. Tecnología De La Perforación Y Terminación No Convencional. Instituto Politécnico Nacional. 2013..



Fuente. Simulación WellCat. Pozo AK-20. Ecopetrol S.A. Departamento de Completamiento. 2016

5.2.7.5 Factor de seguridad Triaxial

Relaciona los tres (3) tipos de esfuerzos mencionados anteriormente; axial, colapso y estallido y genera un factor de seguridad según la tensión generada por la aplicación de dichos esfuerzos en la tubería de revestimiento.

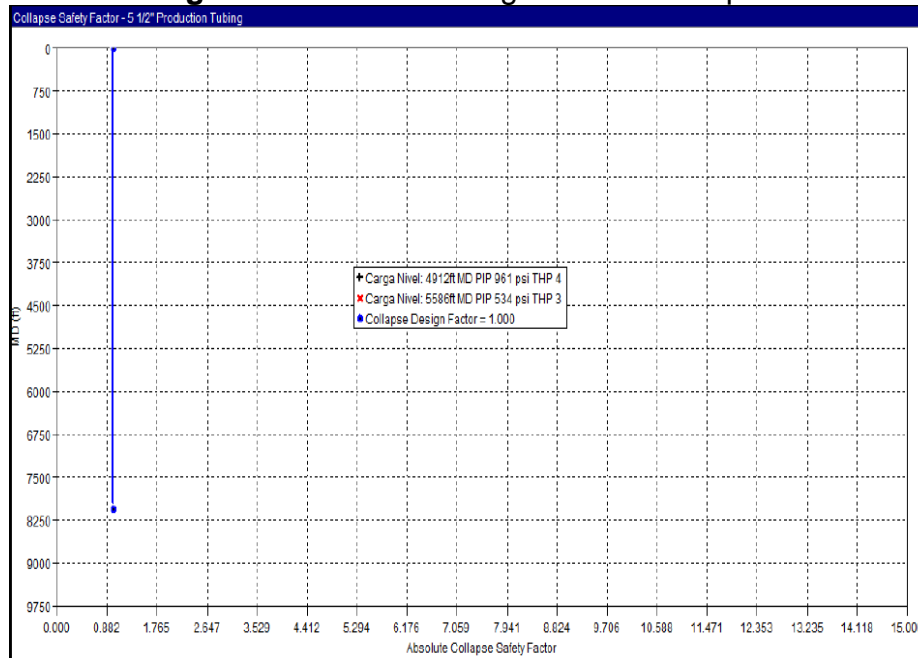
5.2.8 Conclusiones

- En todos los eventos simulados, se supera el factor de diseño de 1.34 para carga axial en la conexión LTC.
- Para Colapso, Estallido y Esfuerzo Triaxial, no se superan los factores de diseño.
- La capacidad de carga para esta conexión es muy superior a la que corresponde al PIN en donde fue colgada la tubería junto con los demás accesorios, por tanto se puede afirmar que la falla no se presentó por

capacidad excedida de la conexión del Tubing Hanger puesto que el factor de seguridad es superior al requerido. Dicha apreciación es arrojada por la simulación e igualmente se ratifica mediante el estado en el que quedaron las conexiones después de la falla, dado que si bien sufrieron deformación, se concluye que esta se generó al momento de soltarse la tubería y no durante la operación de la rosca a plena carga con toda la sarta de tubería colgada en cuyo caso la rosca estaría completamente rasgada producto de un daño de este tipo.

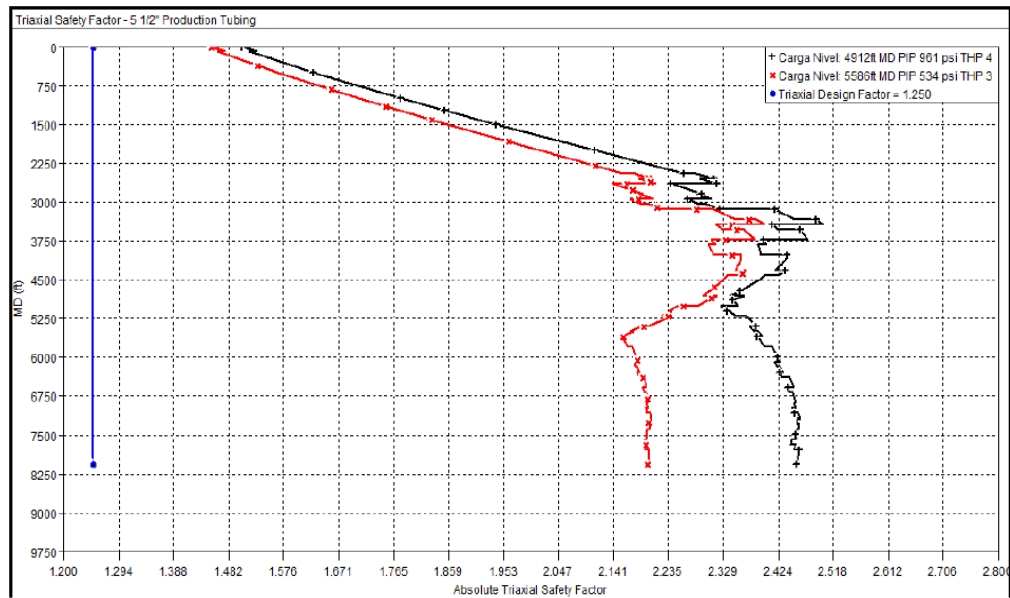
- Se desconoce si se presentó algún sobre-esfuerzo o golpe en la bajada de la sarta de tubería o en el Tubing Hanger que pudiera haber ocasionado una deformación o colapso.

Figura 48. Factor de Seguridad de Colapso.



Fuente. Simulación WellCat. Pozo AK-20. Ecopetrol S.A. Departamento de Completamiento. 2016

Figura 49. Factor de Seguridad Triaxial



Fuente. Simulación WellCat. Pozo AK-20. Ecopetrol S.A. Departamento de Completamiento. 2016

A partir de la información relacionada no es posible concluir cómo, cuándo y en qué momento ocurrió el evento de falla que generó el desprendimiento de la sarta de producción del Pozo AK-20. Es por esto que se hace necesario desarrollar un estudio más detallado y extenso de todas las situaciones que pudieron haber ocasionado dicho acontecimiento.

El Análisis Causa-Raíz es la metodología recomendada que debe seguirse para encontrar la(s) causa(s) a la(s) falla(s) generada(s) en el pozo en estudio, dado que es el proceso más completo y eficiente para determinar el origen de la(s) misma(s).

6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANALISIS CAUSA-RAÍZ (ACR)

El Análisis Causa-Raíz es un proceso disciplinado que permite identificar las causas físicas, humanas y latentes de cualquier tipo de falla o incidente que ocurre una o varias veces permitiendo adoptar las acciones correctivas que reducen los costos del ciclo de vida útil de la operación, mejorar la seguridad y confiabilidad en esta.³¹ Eliminar la causa raíz evita que el problema vuelva a presentarse. El ACR es un riguroso método de solución de problemas, para cualquier tipo de falla, este utiliza herramientas como la lógica sistemática y el árbol de decisión, usando la deducción y pruebas de los hechos que conducen a causas reales.

El ACR es una de las actividades de mayor importancia en la Ingeniería de Confiabilidad. Las fallas nunca se planean y sorprenden ya que usualmente generan pérdidas de producción. Por esta razón se busca determinar el origen, la frecuencia y el impacto que genera el problema con la finalidad de mitigarla o eliminarla por completo una vez tomadas las acciones correctivas que sugiere el análisis.³²

Dentro de los beneficios que se obtienen al aplicar la metodología ACR es que esta parte del hecho probado que los problemas que más atacan la industria son las llamadas fallas crónicas; es decir, aquellas que suceden más de una vez por la misma razón. Algunos otros beneficios son:

- Proporcionar la capacidad de reconocer un patrón de fallas y evita que se repitan las mismas.
- Aumentar la confiabilidad, disponibilidad y seguridad de los equipos.
- Mejorar las condiciones de seguridad industrial y evitar tiempos improductivos innecesarios.

³¹ SOJO, Luis A. Proceso de Análisis Causa-Raíz. PROAC. Realibility Center INC.

³² HUERTA, Rosendo. Curso Confiabilidad Operacional: Uso de Técnicas y Herramientas de Aplicación. *Seminario Customer Care, Datastream. Bogotá. Colombia, 2004.*

- Disminuir el número de incidentes, reducir los impactos ambientales y accidentes.
- Minimizar las pérdidas de producción y costos de mantenimiento.

Teniendo en cuenta los beneficios nombrados anteriormente y las razones económicas que también deben tomarse en cuenta, se debe evaluar un ACR en base a sus consecuencias:

- La integridad de las personas.
- El medio ambiente.
- Costos de mantenimiento y reparación de equipos.
- Pérdidas de producción.
- Infraestructura montada en campo.
- Inversión necesaria para reparar la falla.

A continuación se detalla paso a paso el desarrollo del Análisis Causa-Raíz para el caso del desprendimiento de la sarta de producción en el Pozo AK-20 del Campo Akacías del Bloque CPO-9 operado por Ecopetrol S.A.

6.1 MARCO GENERAL

Se presenta la guía que se debe seguir para la aplicación de la Metodología Análisis Causa- Raíz

Figura 50. Marco general del Análisis Causa-Raíz (ACR)



FASE	DESCRIPCIÓN	PASOS	RESULTADO		
	PLANEACIÓN	Plan de trabajo del desarrollo de la investigación.	Plan de la investigación	Planeación del desarrollo de la investigación	
I	ANÁLISIS DEL PROBLEMA		Identificación del problema		
		1	Reporte del incidente	Reporte de incidente	
			Valoración RAM	Nivel de investigación	
		2	Recolección de Evidencias (4 P's)	Listado de evidencias	
			Línea de tiempo	Listado de hechos	
			Descripción del problema		
	3	Planteamiento del problema	Enunciado del problema		
			Análisis de las Causas Posibles		
	4	Lluvia de ideas	Causas posibles		
			Análisis de las causas probables		
	ANÁLISIS DE LAS CAUSAS	Diagrama causa efecto			
		Forma de Reseña			
		FASE	DESCRIPCIÓN	PASOS	RESULTADO
		5		Paso de Escalera / 5 porqués	probables
				Árbol de fallas	
		6		Verificación de causas raíz	Causa Raíz

III			Alineación de causas al SG HSE		
		7	Mapa de causa raíz MG HSE ECP	Alineación de ACR al MG HSE	
	DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN	Un método sistemático para seleccionar la mejor solución basada en una metodología estructurada que considera múltiples criterios. Garantiza que las soluciones propuestas se ejecuten en cabeza de los responsables idóneos y que se permita el aprendizaje de la organización para evitar recurrencia del evento analizado.	Planteamiento de Soluciones y selección de la mejor alternativa		
			8	Planteamiento de la decisión y soluciones	Planteamiento de la decisión
			Planteamiento de Soluciones y selección de la mejor alternativa		
			9	Selección de criterios	Mejor alternativa de solución
			10	Plan de acción	Plan de Acción
			11	Lección por aprender	Formato Lecciones aprendidas
				Costos	Formato de Costos del Incidente

Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción.
CPO-9. 2016.

6.2 REPORTE DEL INCIDENTE

Tabla 14. Reporte del incidente en el Pozo AK-20.

REPORTE DEL INCIDENTE

DESCRIPCIÓN CORTA. ¿QUE SUCEDIÓ?	Desprendimiento de la sarta de producción del Pozo Akacías 20
¿QUE / CUAL SISTEMA, PROCESO, OBJETO FUE AFECTADO?	Pérdida de producción de 450 BOPD y posible pérdida del equipo de producción y sistema de levantamiento artificial
¿CUANDO SUCEDIÓ EL INCIDENTE?	El 23 de Octubre de 2014 se encontró una falla, posteriormente el 24 de Diciembre de 2014, se corroboró la falla registrada.
¿DONDE SUCEDIÓ EL INCIDENTE?	Pozo AK-20 del Campo Akacías
¿COMO SUCEDIÓ EL INCIDENTE?	El pozo se encontraba activo, cuando se registró pérdida de continuidad de producción.
CONSECUENCIA REAL DE LO SUCEDIDO	Impacto económico por intervención y diferida de producción. Incumplimiento de metas y pronósticos volumétricos de campo.
IMPACTO EN PERSONAS	Ninguno
IMPACTO AMBIENTAL	Ninguno
IMPACTO ECONÓMICO	Pesca de sarta de producción: +/- \$3,8 MUSD
IMPACTO IMAGEN	Interna
IMPACTO CLIENTES	Ninguno

Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción.
CPO-9. 2016.

6.3 ENTREVISTA

El Company Man de turno, afirmó que no hubo evidencia visual de corrosión en la sarta de producción sacada durante el trabajo de pesca realizado al Pozo AK-20.

6.4 VALORACIÓN DE RIESGOS

En la Matriz de riesgos, se evaluaron según su relevancia los hechos registrados dentro del proceso para una mejor interpretación y enfoque del análisis. Ver Tabla 15.

Tabla 15. Matriz de valoración de riesgos.

CONSECUENCIAS					PROBABILIDAD					
Personas	Económica	Ambiental	Clientes	Imagen de la Empresa		A	B	C	D	E
						No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Unidad, Superintendencia o Departamento
Una o mas fatalidades	Catastrófica > \$10M	Contaminación Irreparable	Veto como proveedor	Internacional	5	M	M	H	H	VH
Incapacidad permanente (parcial o total)	Grave \$1M a \$10M	Contaminación Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Nacional	4	L	M	M	H	H
Incapacidad temporal (>1 día)	Severo \$100k a \$1M	Contaminación Localizada	Pérdida de clientes y/o desabastecimiento	Regional	3	N	L	M	M	H
Lesión menor (sin incapacidad)	Importante \$10k a \$100k	Efecto Menor	Quejas y/o reclamos	Local	2	N	N	L	L	M
Lesión leve (primeros auxilios)	Marginal <\$10k	Efecto Leve	Incumplir especificaciones	Interna	1	N	N	N	L	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	Ningún impacto	0	N	N	N	N	N

RESULTADOS REAL	
	VALORACIÓN
PERSONAS	
ECONÓMICA	4-D- H
AMBIENTAL	
CLIENTES	
IMAGEN DE LA EMPRESA	
NIVEL DE INVESTIGACIÓN	

Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción.
CPO-9. 2016.

6.5 EVIDENCIAS

A continuación se relaciona la documentación tenida en cuenta para la realización de este análisis causa-raíz:

- Información del monitoreo de pozos: evidencia la diferida registrada del Pozo AK-20.
- Reportes de la herramienta Open Wells: se encuentran registradas las actividades de perforación, completamiento del pozo y posterior pesca.
- Orden de despacho de la tubería de producción: especificaciones técnicas de la tubería desprendida.
- Salida de bodega y entrada a pozo: salida de bodega del proveedor y entrada directa al pozo.
- Inspección visual, muestra de tubería 5 ½" del Pozo AK-20 sacada como pescado: detalle en el documento, "Inspección del ICP muestra de tubería pescada AK-20".
- Informe de inspección Hanger AK-20.
- Cromatografía de fluidos: Informe Anexo 2 PVT y crudos Akacías, Bogotá, Junio 2015 y Resumen Akacías cromatografía PVT.
- Programa de completamiento: detalle en el documento Well Planning Pozo AK-20.

- Estudio de valores de carga axial con la herramienta WellCat: se realizó la simulación con el nivel del pozo a 4.912 ft MD y a 5.585 ft MD, esta última medida fue tomada a través de un nivel en el pozo el 22 de Octubre de 2014, detalles en el informe Simulación WellCat AK-20 PIP´s.
- Entrevista realizada al Company Man: detalle en Documento enviado vía correo electrónico por el Company Man – actividad de pesca.
- Aprobaciones dadas al operador del Campo Akacías para comprar la tubería de producción 5 ½” LTC J55 15.5#.

6.6 LÍNEA DE TIEMPO.

A continuación se detallan los sucesos ordenados en una línea de tiempo del Pozo AK-20:

- 24 de noviembre de 2013: inició la perforación del Pozo AK-20 ST1.
- 10 de marzo de 2014: finalizó la perforación del pozo. Inició completamiento. Se acondicionó liner de 5” por presencia de cemento.
- 17 de marzo de 2014: finalizó la etapa de completamiento.
- 08 de mayo de 2014: se realizó estimulación con Coiled Tubing (HCL al 10%).
- 15 de junio de 2014: se bajó completamiento selectivo.

- 26 de junio de 2014: Se detectó que el empalme del Lower Pig Tail (LPT) al BIW, se realizó en un punto que no permitió la conexión al Hanger (más corto de lo requerido), por esto, la solución ejecutada fue reemplazar la primera junta (que conecta al Hanger) por una junta de menor longitud, de la cual en Open Wells no se evidencia su procedencia ni estado.
- 02 de julio de 2014: inició la prueba de producción.
- 19 de julio de 2014: se realizó el primer Sonolog al pozo, esto debido a que desde el inicio de la prueba de producción el sensor de fondo se encontró inoperativo.
- 22 de octubre de 2014: se realizó el segundo Sonolog, donde se evidencia una disminución en la PIP (caída de nivel de 4.912 ft MD a 5.585 ft MD).
- 23 de octubre de 2014: se presentó parada por "Underload": Open Line.
- 26 de diciembre de 2014: se programó la intervención del pozo para el cambio de BES (bomba electrosumergible) y se evidenció el desprendimiento de la sarta de 5 ½" LTC J55 15.5# a nivel del Tubing Hanger de 5 ½" 8RD LC, quedando como pescado la sarta de producción, la bomba electrosumergible y los instruments tube.
- 18 de julio de 2015: Inició pesca en pozo.
- 17 de diciembre de 2015: Finalizó la pesca.

6.7 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Tabla 16. Planteamiento del problema del Pozo AK-20.

OBJETO	Pozo con una Bomba Electrosumergible que produce 863 BFPD / 450 BOPD / 48 % BSW @ 51 Hz.
DEFECTO	Falla por discontinuidad de la sarta de producción.
IMPACTO	Diferida de producción. Costo de la intervención por pesca +/- 3,8 MUSD.
ENUNCIADO DEL PROBLEMA	Pozo con una Bomba Electrosumergible que produce 863 BFPD / 450 BOPD / 48 % BSW @ 51 Hz. Falla por discontinuidad de la sarta de producción. Diferida de producción.

Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción.

CPO-9. 2016.

6.8 LLUVIA DE IDEAS

Se presentan las ideas planteadas para el análisis causa-raíz las cuales se tomaron como hipótesis para encontrar la causa real del desprendimiento de la sarta del Pozo AK-20; la Tabla 17 resume las ideas.

- Presencia de ambiente corrosivo en pozo.
- Mala práctica en la etapa de completamiento.

- Ajuste de Tubing Hanger con el fin de alinear el árbol de producción con la línea de producción del pozo.
- Reemplazo de la primera junta para poder hacer la conexión del BIW por limitaciones de longitud del cable.
- Selección inadecuada de la tubería (grado y rosca): según el diseño corrido con la herramienta WellCat, en todos los eventos simulados, se supera el factor de diseño de 1.34 para carga axial en la conexión LTC (límite de carga por factor de diseño 161.000 lbs, carga calculada con el primer Sonolog 165.000 lbs, carga calculada con el segundo Sonolog 171.000 lbs, carga máxima que soporta la conexión por el fabricante 217.000 lbs).
- Fatiga del material de la conexión de la última junta por múltiples corridas.

Tabla 17. Resumen lluvia de ideas.

Ítem	Ideas	¿Causa posible?
1	Presencia de ambiente corrosivo en pozo	Desconocimiento de la presencia de CO2/no aplicación de tratamiento químico/Etapa exploratoria.

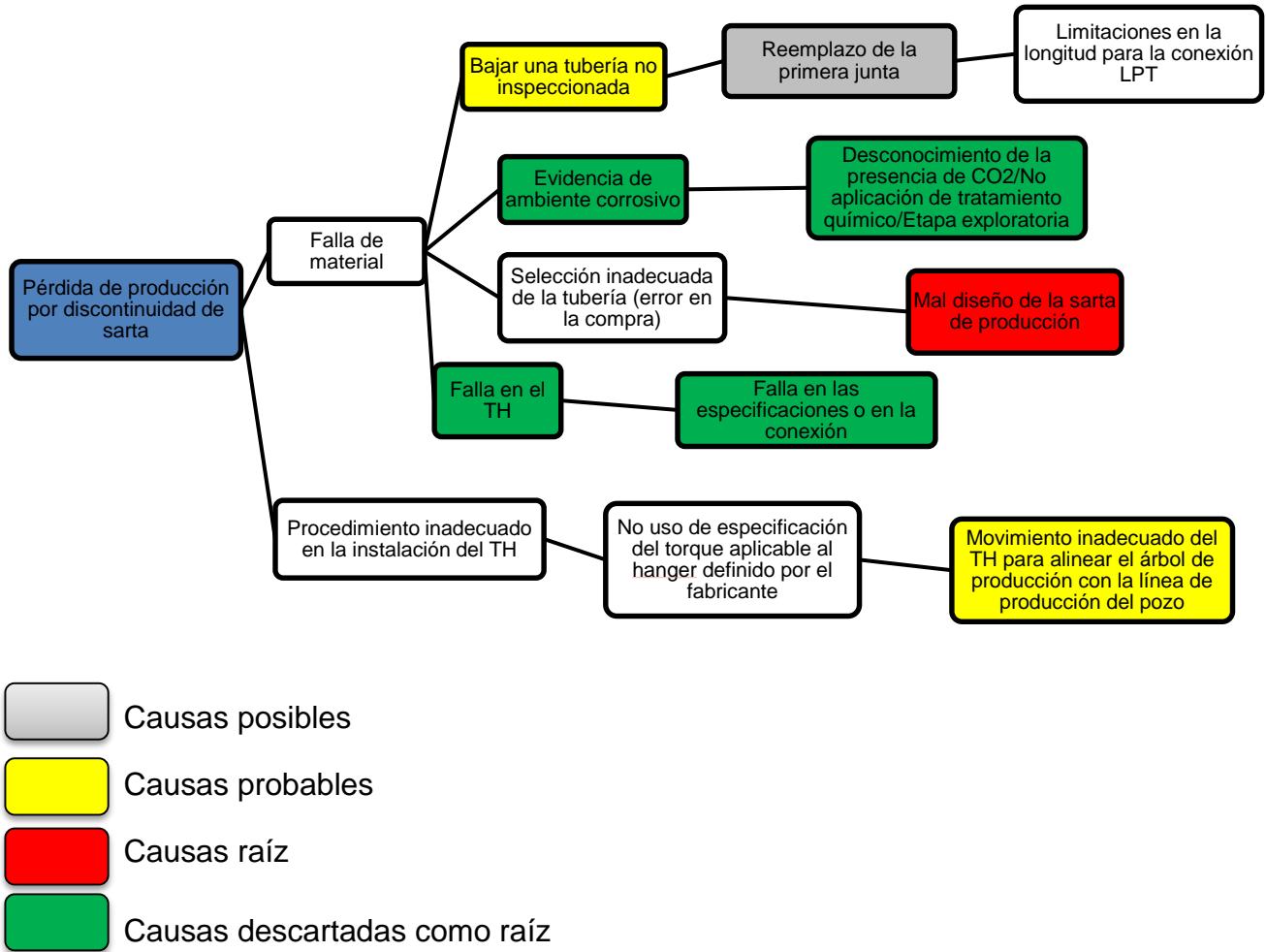
2	Mala práctica en la etapa de completamiento	Inadecuadas prácticas de torqueo de tubería /tubería-Tubing Hanger.
3	Ajuste de Tubing Hanger con el fin de alinear árbol de producción con la línea de producción del pozo.	Procedimiento aplicado inadecuadamente.
4	Reemplazo de la primera junta para poder hacer la conexión del BIW por limitaciones en la longitud del cable.	Tubería reutilizada / Sin inspección
5	Selección inadecuada de la tubería (grado y rosca).	Diseño fallido
6	Fatiga del material de la conexión de la última junta por múltiples corridas.	Falla por tensión

Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción.
CPO-9. 2016.

6.9 DIAGRAMA CAUSA-EFECTO

Análisis de causas posibles y validación de hechos y datos (causas probables)

Figura 51. Análisis causa-efecto.



Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción.
CPO-9. 2016.

De la Figura 51 mostrada anteriormente se puede describir lo siguiente:

A. Falla de material

- Bajar una tubería no inspeccionada: es una causa probable, no se logró identificar la procedencia de la junta superior corrida en el pozo. El hecho de instalar una junta no inspeccionada en la conexión del Hanger, hace probable esta condición como causante del desprendimiento.
- Reemplazo de la primera junta: es considerada una causa posible del desprendimiento, es posible que la junta reemplazada e instalada haya sido nueva y certificada para otra área o usada con deterioro propio de la operación.
- Evidencia de ambiente corrosivo: es una causa descartada como raíz, debido al documento: “Inspección del ICP muestra de tubería pescada AK-20”. Entrevista: “Correo electrónico enviado por el Company Man”.
- Selección inadecuada de tubería, es la causa raíz del evento de desprendimiento, el diseño bajado en pozo no cumplió con los criterios de seguridad establecidos en cuanto a carga axial, aunque la carga máxima estipulada por el fabricante fue superior a la carga axial calculada en el momento del completamiento, un día antes de la falla, las condiciones calculadas indicaron un aumento de carga por disminución en la PIP (171.000 lbs) y una menor resistencia de la conexión al Hanger.
- Falla en el Tubing Hanger en las especificaciones o en conexión, es una causa descartada como raíz debido a que el Hanger se encontraba en condiciones óptimas operacionales al momento de la falla.

B. Procedimiento inadecuado en la instalación del Tubing Hanger.

- Movimiento inadecuado del Tubing Hanger para alinear el árbol de producción con la línea de producción del pozo: es una causa probable; se asume que el cambio de la posición del Hanger y la nueva orientación del árbol de producción se logró girando con herramientas de mano la sarta de producción suspendida a tensión con el bloque viajero, con lo cual pudo perder resistencia la conexión del Hanger.

6.10 VERIFICACIÓN DE LA CAUSA-RAÍZ

La causa raíz planteada en el ítem anterior (6.9), se verifica a través de tres (3) preguntas, las cuales por tratarse de la causa-raíz son respondidas con “SI” ó “NO” según corresponda con el evento relacionado.

- I. ¿Se ha conocido como causa-raíz en el pasado?
- II. ¿Esta causa repetiría el problema?
- III. ¿Eliminando la causa se elimina el problema?

Tabla 18. Verificación causa-raíz

EFECTO PRIMARIO	CAUSAS PROBABLES	DIMENSIONES DEL PROBLEMA				¿SE HA CONOCIDO COMO CAUSA-RAÍZ EN EL PASADO?	¿ESTA CAUSA REPETIRIA EL PROBLEMA?	ELIMINANDO LA CAUSA SE ELIMINA EL PROBLEMA	CAUSA-RAÍZ
		IDENTIDAD	TIEMPO	LUGAR	EXTENSIÓN				
		¿QUÉ?	¿CUÁNDO?	¿DÓNDE?	¿CUÁNTO?				
	Desprendimiento de la sarta de producción del Pozo AK-20	El 24 de Diciembre de 2014 se evidenció la falla registrada el 23 de Octubre de 2014.	Pozo AK-20	Ninguno. Pesca de sarta de producción, costo estipulado de +/- 3,8 MUSD					
Diferida de producción por discontinuidad de sarta.	Mal diseño de la sarta de producción.	X	X	X	X	SI	SI	SI	SI
	Bajar una tubería no inspeccionada.	X	X	X	X	NO	SI	NO	NO
	Movimiento inadecuado del TH para alinear el árbol de producción con la línea de producción del pozo.	X	X	X	X	NO	SI	NO	NO

Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción.
CPO-9. 2016.

6.11 MAPA DE CAUSA RAÍZ HSE ECOPETROL S.A.

Tabla 19. Causa-raíz HSE ECOPETROL S.A.

CAUSA PROBADA Y RAIZ	DESVIACIÓN	CONTROL/COMPONENTE	ELEMENTO HSE
SI	Diseño fallido de la sarta de producción	El diseño de las sartas en completamientos debe ser requerido para los análisis de carga simulados en WellCat.	Evento sin afectación a personas ni medio ambiente; afectación económica y volumétrica

Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción. CPO-9. 2016.

6.12 PLANTEAMIENTO DE LA DECISIÓN

En la Tabla 20 se muestra un resumen del proceso del Análisis Causa-Raíz surtido.

6.13 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

La Causa- Raíz del desprendimiento de sarta de producción del Pozo AK-20 del Campo Akacías del Bloque CPO-9 a nivel del Tubing Hanger, fue un diseño fallido de la sarta bajada (5 ½”, LTC J55 15.5#), generado por los dos siguientes aspectos:

- a. El reemplazo de la junta superior (conectada con el Tubing Hanger) realizado durante la actividad de completamiento del pozo, debido a que no fue posible identificar la procedencia de dicha junta.

- b. Movimiento inadecuado del Tubing Hanger para alinear el árbol de producción con la línea de producción del pozo para corregir la orientación del cable. Se asume que el cambio de la posición del Hanger y la nueva orientación del árbol de producción se logró girando la herramienta a mano.
- El tramo de tubería conectada al Tubing Hanger que se reemplazó durante el completamiento del pozo debió tener las mismas características que los demás (5 ½", LTC J55 15.5#), de tal manera, se habría evitado el desprendimiento de la sarta de producción pues esta es una tubería que cumple con todos los requerimientos en cuanto al factor de seguridad necesario en la operación.
 - Utilizar un programa de computación predice los posibles escenarios que se tendrán dentro de la operación de completamiento lo cual posibilita optimizar en forma oportuna y eficaz el proceso de selección, compra y diseño de tuberías de revestimiento desde el punto de vista de sus costos.
 - Es pertinente resaltar la importancia de socializar en campo las lecciones aprendidas de fallas y problemas tenidos en diferentes pozos, debido a que esto brinda una visión más exacta de cómo abordar los inconvenientes presentados, relacionando sucesos similares y comparando la información obtenida para llegar a un consenso y determinar la solución más adecuada.

Tabla 20. Planteamiento de la decisión.

EFECTO PRIMARIO	DECISIÓN	CAUSA-RAÍZ	SOLUCIONES	ENTREGABLE
-----------------	----------	------------	------------	------------

Caída de sarta por desprendimiento en la conexión con el Tubing Hanger.	Asegurar la integridad de la sarta de producción y del equipo de fondo.	Diseño fallido de la sarta de producción	1	Realizar simulaciones de cargas de tuberías de producción previas al completamiento del pozo.	Simulación en WellCat
			2	Asegurar que en campo se utilicen los componentes y se realicen los procedimientos que garanticen los cálculos realizados en el diseño.	Utilizar tubería inspeccionada, realizar conexión API al Hanger. Capacitación al personal para la aplicación de torque.

Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción.
CPO-9. 2016.

- Para poder llevar a cabo una operación y/o diseño del equipo de subsuelo de forma correcta es de vital importancia reconocer e identificar todos los riesgos que esto conlleva antes de ejecutar la compra y posterior uso de las tuberías de revestimiento en el completamiento del sistema de producción, tomando todas las precauciones del caso y haciendo un estudio claro y conciso de cuáles son las condiciones operacionales que se tienen en el campo para tomar la mejor decisión y evitar fallas que puedan generar costos adicionales a los establecidos en el programa de trabajo.

- La metodología Análisis Causa-Raíz requiere que la información recolectada sea lo más detallada y completa posible ya que este tipo de estudio, es útil para identificar las causas de las fallas presentadas en campo además de brindar soluciones y alternativas de mejora a estas.
- Posterior a la aplicación de la metodología Análisis Causa-Raíz se debe implementar la solución que permita obtener resultados efectivos y que a su vez sea viable económicamente; para esto es necesario hacer un monitoreo constante de tal manera que se compruebe que el pozo se encuentra en condiciones ideales y el riesgo de falla ha disminuido.

7. CONCLUSIONES

- Mediante la revisión de la literatura relacionada con el completamiento de pozos que tienen producción de crudo pesado y extra-pesado fue posible evidenciar las características que los diferencian respecto del

completamiento de pozos para producción de crudos livianos y la importancia de tener un diseño especial para cada pozo según sean sus propiedades para obtener un mejor resultado.

- Gracias a toda la información recopilada disponible del Campo Akacías perteneciente al Bloque CPO-9 y del Pozo AK-20, se realizó un análisis completo de la situación que se presentó en el pozo que permitió; tomando en cuenta todas las consideraciones pertinentes, determinar la causa-raíz del desprendimiento de sarta.
- La Causa- Raíz del desprendimiento de sarta de producción del Pozo AK-20 del Campo Akacías del Bloque CPO-9 a nivel del Tubing Hanger, fue un diseño fallido de la sarta bajada (5 ½”, LTC J55 15.5#), generado por los dos siguientes aspectos:
 - a. El reemplazo de la junta superior (conectada con el Tubing Hanger) realizado durante la actividad de completamiento del pozo, debido a que no fue posible identificar la procedencia de dicha junta.
 - b. Movimiento inadecuado del Tubing Hanger para alinear el árbol de producción con la línea de producción del pozo para corregir la orientación del cable. Se asume que el cambio de la posición del Hanger y la nueva orientación del árbol de producción se logró girando la herramienta a mano.

8. RECOMENDACIONES Y LECCIONES POR APRENDER

- La metodología Análisis Causa-Raíz es un procedimiento recomendado a la hora de realizar análisis a problemas presentados en operaciones de campo

puesto que permite investigar, tomar acciones y solucionar los inconvenientes de manera eficiente.

- Socializar los árboles causa-efecto de los ACR realizados para el caso del Pozo AK-20, de tal forma que se conozcan los problemas presentados, los procedimientos que se siguieron y las acciones tomadas para este tipo de situaciones.
- Asegurar antes del completamiento de todos los pozos las simulaciones del diseño a bajar, con el fin de verificar que las cargas en la tubería de producción, cumplan con los factores de seguridad.
- Tomar en cuenta dentro del Well Planning los riesgos de no seleccionar un punto de corte de cable para la conexión del BIW, lección aprendida AK-20.
- Garantizar el torque aplicado a la conexión del Pup Joint al Hanger e indicar en el Well Planning que el mismo no sea destorquado durante la operación.
- Asegurar la asistencia a pozo en operación por parte del técnico de las empresas proveedoras de tuberías de producción para garantizar el torque correcto al casing usado como tubing de producción, cuando las cuadrillas no cuenten con la capacitación requerida; de tal manera que se eviten los problemas relacionados con el desacople en las conexiones generado por esfuerzos no previstos.
- Capacitar a las cuadrillas de las empresas de servicios de Workover para garantizar el torque correcto al casing a bajar, de esa manera también estarán preparados ante cualquier eventualidad que pueda presentarse en campo y el técnico designado no se encuentre presente; así se reducirán los

tiempos de espera para la puesta en marcha de la producción del pozo que se traducen en pérdidas por retrasos en las operaciones.

BIBLIOGRAFIA

ECOPETROL S.A. 2014. Aprobación por parte de los socios para la comprar de la tubería de producción 5 ½” LTC J55 15.5#. Gerencia de Yacimientos.

ECOPETROL S.A. 2014. Entrevista realizada al Company Man. Gerencia de Yacimientos.

ECOPETROL S.A. 2014. Estudio de valores de carga axial con la herramienta WellCat. Gerencia de Yacimientos.

ECOPETROL S.A. 2014 Ficha técnica, Perforación del Pozo Akacías 18. GERENCIA REGIONAL, VICEPRESIDENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (VTD). GERENCIA DE YACIMIENTOS (GDY).

ECOPETROL S.A. 2016. Información del monitoreo de pozos. Gerencia de Yacimientos.

ECOPETROL S.A. 2016 Informe de inspección Hanger C13-045554 AK-20. Gerencia de yacimientos.

ECOPETROL S.A. – ICP. 2014. Inspección visual, muestra de tubería 5 ½” de pozo AK-20 sacado del pozo como pescado. Gerencia de Yacimientos.

ECOPETROL S.A. 2016. Investigación de falla por desprendimiento de tubería de producción pozo Akacías 20. CPO-9. Gerencia de operaciones de desarrollo y producción.

ECOPETROL S.A. 2014. Orden de despacho de la tubería de producción: especificaciones técnicas de la tubería desprendida. Gerencia de Yacimientos.

ECOPETROL S.A. 2016. Programa de completamiento del pozo. Gerencia de Yacimientos.

ECOPETROL S.A. 2016. Reportes de la herramienta Open Wells. Gerencia de Yacimientos.

ECOPETROL S.A. 2014. Salida de bodega y entrada a pozo: salida de bodega del proveedor y entrada directa al pozo. Gerencia de Yacimientos.

HOWELL, David A. *Method for improving productivity of a well and completions*. U.S. Patent No 5,443,120, 22 Ago. 1995

HUERTA, Rosendo. Curso Confiabilidad Operacional: Uso de Técnicas y Herramientas de Aplicación. *Seminario Customer Care, Datastream. Bogotá. Colombia, 2004.*

JIMÉNEZ, Juan Alfredo Ríos, et al. Desarrollo de la Perforación Bajo Balance (pbb) en México. *XII COLAPER in México, City, 2000.*

LOBANOFF, Val S.; ROSS, Robert R. *Centrifugal Pump Performance Curves and Technical Information*. Elsevier, 2013.

MACHETE, Eliana Y. 2007. Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial, Bombeo electrosumergible y Bombeo mecánico. Occidental Colombia, INC. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado.

Manual de usuario de Casing y Tubing para Tenaris Global Services. 2013

MARTINEZ, Javier. 2011. Consideraciones técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH- BUTURA-1-ST-P. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado.

MARTINEZ, Robinson D. Descripción, diseño y monitoreo de una unidad de bombeo electrosumergible. Ingeniería de petróleos.

MEJIA, JAVIER ANDRÉS MARTÍNEZ. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO Y LA SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO. TENARIS.

MUÑOZ, (M.Sc) Samuel Fernando. Generalidades de la explotación del petróleo. Ingeniería de petróleos. Bogotá, 1990.

OLVERA, Alvarado; MARÍA, Ana. Manual enciclopedia de PEMEX. 2013.

PABÓN, Luis M. CARDOZO, Nestor A. 2009. Análisis de falla de pozos de bombeo electrosumergible en el campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado.

RABIA, Hussain. Fundamentals of Casing Design. Graham & Trotman. 1987.

RENDÓN, Ulises. Tecnología De La Perforación Y Terminación No Convencional. Instituto Politécnico Nacional. 2013.

RODRÍGUEZ, MI FELIPE DÍAZ DEL CASTILLO; SOLÍS, MI ALBERTO REYES. ACEROS, ESTRUCTURAS Y ACEROS, ESTRUCTURAS Y TRATAMIENTOS TÉRMICOS.

SALAZAR TRUJILLO, Jorge Eduardo. *Resistencia de Materiales. Básica para Estudiantes de Ingeniería. 2007 Universidad de Colombia Sede Manizales.* ISBN 978-958-8280-08-0.

SARATHI, P. *In-Situ Combustion Handbook Principles and Practices. National Petroleum Technology Office: Tulsa, OK, 1999.* Report DOE/PC/91008-0374, OSTI ID 3174.

SOJO, Luis A. Proceso de Análisis Causa-Raíz. PROAC. Realibility Center INC.

Y-tool and Bypass System. Schlumberger. Artificial lift.