



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**PROYECTO DE TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA
OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEO**

TEMA:

“CÁLCULO DE CONFIABILIDAD PARA OPTIMIZAR LA VIDA ÚTIL DEL
CABLE (WIRELINE) EN LAS OPERACIONES DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL UTILIZANDO HERRAMIENTAS LOCAL (HL) EN EL CAMPO
ANCÓN”

AUTOR:

CÉSAR ANDRÉS TOMALÁ SUÁREZ

TUTOR SUGERIDO:

ING. ROMEL ERAZO BONE MSC.

La Libertad – Ecuador

2018

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**PROYECTO DE TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA
OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEO**

TEMA:

“CÁLCULO DE CONFIABILIDAD PARA OPTIMIZAR LA VIDA ÚTIL DEL
CABLE (WIRELINE) EN LAS OPERACIONES DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL UTILIZANDO HERRAMIENTAS LOCAL (HL) EN EL CAMPO
ANCÓN”

AUTOR:

CÉSAR ANDRÉS TOMALÁ SUÁREZ

TUTOR SUGERIDO:

ING. ROMEL ERAZO BONE MSC.

La Libertad – Ecuador

2018

DEDICATORIA

A Dios Padre Todo Poderoso y a nuestro Señor Jesucristo que me dio la oportunidad de vivir y la salud de poder culminar esta gran etapa de mi vida, a nuestra Madre Santísima La Virgen María por guiar mi camino, por interceder por mí y llevarme en el camino correcto, amarme y protegerme cada día.

De igual forma dedico esta tesis a mi Madre la Sra. Perla Suárez por haberme apoyado en toda la etapa de mi vida universitaria, gracias por la vida, la educación, el apoyo y ejemplo de superación.

A mis hermanos Andrea, Franklin, Mariuxi y Viviana y a mi gran amigo el Ing. Edgar González por el apoyo brindado para la realización de este proyecto.

César Andrés Tomalá Suárez

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios y a Nuestra Madre Santísima por bendecirme guiarme y protegerme, a mi Madre por apoyarme en todo momento de mi carrera, por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena por acogerme en todos estos años de estudios y ser un profesional.

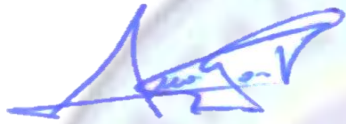
Al Decano de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, al Director de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, a cada uno de los Docentes por sus enseñanzas y al Personal Profesional que conforman esta hermosa carrera.

Gracias a mi Docente tutor el Ing. Romel Erazo Bone, MSc. Por la dedicación, conocimiento, experiencia y ayuda en la culminación de este proyecto.

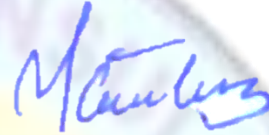
A Dios y a ustedes muchas gracias.

César Andrés Tomalá Suárez

TRIBUNAL DE GRADO



**Ing. Juan Garcés Vargas, Mg.
DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



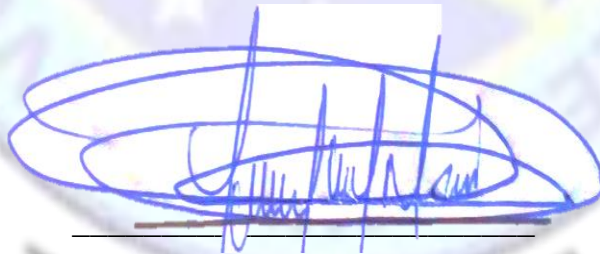
**Ing. Marllelis Gutiérrez, MSc.
DIRECTOR DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**



**Ing. Romel Erazo Bone. MSc.
DOCENTE TUTOR**



**Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.
DOCENTE DE ÁREA**



**Abg. Lidia Villamar Moran, Mgt.
SECRETARIA GENERAL**

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del proyecto de investigación: “CÁLCULO DE CONFIABILIDAD PARA OPTIMIZAR LA VIDA ÚTIL DEL CABLE (WIRELINE) EN LAS OPERACIONES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZANDO HERRAMIENTAS LOCAL (HL) EN EL CAMPO ANCÓN”, elaborado por el Señor César Andrés Tomalá Suárez, egresado de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que, luego de haber orientado, estudiado y revisado el proyecto, lo apruebo en todas sus partes, debido a que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a evaluación del tribunal.

Atentamente,



ING. ROMEL ERAZO BONE. MSc.
TUTOR DE TESIS

NARCISA GARCÍA CAJAPE
LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MÁSTER EN EDUCACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
DOCENTE NIVEL SUPERIOR EN LENGUAJE ESPAÑOL Y LEXICOLOGÍA

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

A petición del interesado tengo a bien certificar que he realizado la revisión y el análisis del contenido del presente trabajo de titulación con el tema:

“CÁLCULO DE CONFIABILIDAD PARA OPTIMIZAR LA VIDA ÚTIL DEL CABLE (WIRELINE) EN LAS OPERACIONES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZANDO HERRAMIENTAS LOCAL (HL) EN EL CAMPO ANCÓN”, del egresado **CÉSAR ANDRÉS TOMALÁ SUÁREZ** con cédula de identidad N° 0926056037, de la Carrera de **Ingeniería en Petróleos** de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que el mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos lingüísticos dados por la Real Academia Española para el uso del idioma español.

Certificación, que otorga en la ciudad de Santa Elena a los quince días del mes de enero del dos mil dieciocho, para fines académicos respectivos.

CERTIFICA,


Lic. Narcisa García Cajape
C.I 1307095818

Información Personal						
Identificación:	1307095818 Imprimir Información					
Nombres:	GARCIA CAJAPE NARCISA DEL JESUS					
Género:	FEMENINO					
Nacionalidad:	ECUADOR					

TÍTULOS DE CUARTO NIVEL						
Título	Institución de Educación Superior	Tipo	Reconocido Por	Número de Registro	Punto de Registro	Observaciones
MÁSTER EN EDUCACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL	UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EDUCACIONAL	Nacional		102713863628	2913-0963	

TÍTULOS DE TERCER NIVEL						
Título	Institución de Educación Superior	Tipo	Reconocido Por	Número de Registro	Punto de Registro	Observaciones
LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN ESPECIALIDAD EDUCACIÓN BÁSICA	UNIVERSIDAD TÉCNICA PARTICULAR DE L.D.S.	Nacional		1027027953	2862-0947	
PROFESORA DE ASIGNATURA ESPECIALIDAD EDUCACIÓN BÁSICA	UNIVERSIDAD TÉCNICA PARTICULAR DE L.D.S.	Nacional		10270277006	2862-0947	



La Libertad, 05 de Marzo del 2018

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

001-TUTOR RAEB-2018

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado "CÁLCULO DE CONFIABILIDAD PARA OPTIMIZAR LA VIDA ÚTIL DEL CABLE (WIRELINE) EN LAS OPERACIONES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZANDO HERRAMIENTAS LOCAL (HL) EN EL CAMPO ANCÓN", elaborado por el(a) estudiante CÉSAR ANDRÉS TOMALÁ SUÁREZ, egresado(a) de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de CIENCIAS DE LA INGENIERIA de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 5% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,

Ing. Romel Angel Erazo Bone, MSc.

C.I.:0802990838

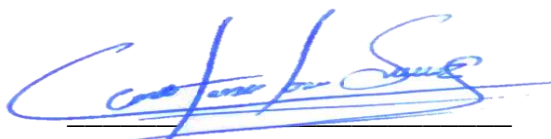
DOCENTE TUTOR

DECLARACIÓN

Yo, **César Andrés Tomalá Suárez**, declaro bajo juramento que el proyecto descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mi derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente.



César Andrés Tomalá Suárez

C.I. 0926056037

ÍNDICE GENERAL

PORTADA.....	I
CONTRAPORTADA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
TRIBUNAL DE GRADO.....	V
APROBACION DEL TUTOR.....	VI
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	VII
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	VIII
DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS.....	IX
ÍNDICE GENERAL.....	X
INDICE DE FIGURAS.....	XIII
INDICE DE TABLAS	XIV
ABREVIATURAS	XV
SIMBOLOGÍA	XVI
RESUMEN.....	XVIII
ABSTRACT	XIX
INTRODUCCIÓN	1

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Justificación	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo General	3
1.3.2. Objetivos Específicos.....	3
1.4. Hipótesis	4
1.5. Variables	4
1.5.1. Variable Independiente	4
1.5.2. Variable Dependiente	4

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Marco referencial	5
2.1.1. Antecedentes	5
2.1.2. Descripción del campo.....	6
2.1.3. Ubicación Geográfica del campo	6
2.1.4. Geología del campo.....	7
2.1.5. Estructura.....	8
2.1.6. Estratigrafía.....	8
2.2. Marco legal	12
2.2.1. Constitución de la República.....	12
2.2.2. Ley de Hidrocarburos.....	12
2.2.3. Normas legales para uso de cable de acero para operaciones petrolíferas	13
2.3. Marco teórico	13
2.3.1. Levantamiento artificial Herramienta Local (HL)	13
2.3.2. Equipos de herramienta local.....	14
2.3.3. Cables de acero usados en la industria petrolera	15
2.3.3.1. Descripción	16
2.3.3.2. Partes del cable de acero	17
2.3.3.3. Especificaciones y nomenclatura	20
2.3.3.4. Clasificación de los cables	21
2.3.3.5. Características básicas de los cables	23
2.3.3.6. Usos de los cables.....	26
2.3.3.7. Manipulación, instalación y cortes de cables	28
2.3.3.8. Factores de diseño	29
2.3.3.9. Criterios para la selección del cable	30
2.3.3.10. Ecuaciones de cálculo	31

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. Tipo y diseño de la investigación	41
3.2. Métodos y técnicas e investigación.....	41

3.3. Población y muestra	42
--------------------------------	----

CAPÍTULO IV

DISEÑO Y ANÁLISIS DE RESULTADO

4.1. Especificaciones del sistema	45
4.2. Selección del cable de acero	45
4.3. Determinación del diseño del cable de acero	48
4.4. Análisis de resultados (confiabilidad del cable).....	58

CAPÍTULO

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones	65
5.2. Recomendaciones	67
BIBLIOGRAFÍA.....	68
ANEXOS	69

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”	7
Figura 2. Columna Estratigráfica del Bloque 2.....	11
Figura 3. Cuchara y equipo de herramienta local.	14
Figura 4. Partes del cable de acero.	17
Figura 5. Trama derecha, trama regular.	18
Figura 6. Trama izquierda, trama regular.....	19
Figura 7. Trama derecha, trama paralela.....	19
Figura 8. Trama izquierda, trama paralela.	19
Figura 9. Cable 6x7.....	21
Figura 10. Cable 6x19.....	22
Figura 11. Cable 6x37.....	23
Figura 12. Manera correcta de enrollar un cable..	27
Figura 13. Diagrama de producción pozo ANC0467.....	43
Figura 14. Diagrama de fuerzas sobre el cable.	48
Figura 15. Diagrama de variación de la fuerza en el cable.....	56
Figura 16. Diagrama de variación de la vida útil del cable.....	58

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ligadas del cable.	29
Tabla 2. Matriz según el tipo de construcción	46
Tabla 3. Matriz según el tipo de alma.	46
Tabla 4. Matriz según el tipo de acero	47
Tabla 5. Matriz según el tipo de torzal.	47
Tabla 6. Factor de vida útil según el tipo de cable.	59
Tabla 7. Alargamiento del cable por construcción.	63

ABREVIATURAS

ANC001 = Pozo Ancón 001
API = Instituto Americano del Petróleo
CPB = Clay Pebble Beds
EIPS = Acero de arado extra mejorado
FC = Núcleo de fibra
FW = Construcción de alambre
Gpa = Giga Pascales
HL = Herramienta Local
IPS = Acero de arado mejorado
IWRC = Núcleo de cuerda de alambre independiente.
Kg = Kilogramos
LL = Lado izquierdo
Ltda. = Limitada
PB = Passage Bed
PF = Preformado
PS = Acero de arado
RL = Lado derecho
S.A. = Sociedad Anónima

SIMBOLOGÍA

A_c = Área de sección transversal del cable

A_{corte} = Área de corte

D_c = Diámetro del cable

D_{eb} = Diámetro externo de la cuchara

d_w = Diámetro del alambre

E = Elasticidad

e = Espacio

f = Factor de fricción

F_a = Fuerza máxima del cable hasta el arranque

F_m = Fuerza media

F_p = Fuerza de fricción entre el petróleo y la cuchara

g = Gravedad

L_b = Longitud de la cuchara

L_c = Longitud del cable

L_T = Longitud total

m_c = masa del cable

m_p = masa de petróleo

N = Factor de seguridad

R_e = Número de Reynolds

r_p = Radio de la polea

T = Torque

t = Tiempo

T_c = Tensión del cable

v = Velocidad de elevación de la carga

V_c = Volumen del cable

V_p = Volumen de petróleo

W_b = Peso de la cuchara

W_c = Peso del cable de acero

W_{es} = Carga estática

W_{max} = Fuerza máxima total

W_{me} = Carga máxima estática

w_{nom} = Carga Nominal

W_p = Peso del petróleo a ser extraído

W_T = Carga Total

ΔL = Alargamiento del cable

ρ = densidad

σ = Esfuerzo de tensión

$\tau_{cortante}$ = Esfuerzo cortante

μ = Viscosidad

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“CÁLCULO DE CONFIABILIDAD PARA OPTIMIZAR LA VIDA ÚTIL
DEL CABLE (WIRELINE) EN LAS OPERACIONES DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZANDO HERRAMIENTAS LOCAL
(HL) EN EL CAMPO ANCÓN”**

Autor: César Andrés Tomalá Suárez
Tutor: Ing. Romel Erazo Bone, MSc.

RESUMEN

El propósito de este trabajo es determinar la confiabilidad de operaciones del Sistema de Levantamiento Herramienta Local (HL) mediante el factor de vida útil, factor de seguridad y alargamiento del cable de acero.

Este proceso se utiliza para mantener de una manera activa y eficiente la producción de petróleo y mejorar el sistema de levantamiento artificial en la producción de pozos petroleros en el Campo Ancón. El cálculo de confiabilidad mediante el factor de seguridad y análisis de las cargas de cable (wireline) se realiza conociendo el peso ejercido por la cuchara (HL) por la distancia recorrida del cable.

Se recopiló la información necesaria del campo y los equipos utilizados en el sistema de levantamiento artificial HL. Se selecciona la medida del cable adecuado y registrar las cargas realizadas. Se determina la metodología de investigación para obtener los resultados esperados. Se calculan las fuerzas ejercidas por el cable para su diseño. Se establecen los resultados de confiabilidad y determinar las respectivas recomendaciones.

Palabras claves: Confiabilidad – Optimizar – Cable de acero – Levantamiento Artificial

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“CÁLCULO DE CONFIABILIDAD PARA OPTIMIZAR LA VIDA ÚTIL
DEL CABLE (WIRELINE) EN LAS OPERACIONES DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZANDO HERRAMIENTAS LOCAL
(HL) EN EL CAMPO ANCÓN”**

Autor: César Andrés Tomalá Suárez
Tutor: Ing. Romel Erazo Bone, MSc.

ABSTRACT

The purpose of this work is to determine reliability of operations of Local Tool Lift System (HL) by means of useful life factor, safety factor and elongation of steel cable.

This process is used to maintain an active and efficient production of oil and improve system of artificial lift in production of oil wells in Ancon Field. Calculation of reliability through factor of safety and analysis of cable loads (wireline) is done knowing weight exerted by bucket (HL) by distance traveled from cable.

Was collected necessary information of field and equipment used in HL artificial lift system. Appropriate cable size is selected and loads recorded recorded. Research methodology is determined to obtain expected results. forces exerted by cable are calculated for its design. Reliability results are established and respective recommendations determined.

Key words: Reliability - Optimize - Steel cable - Artificial Lift

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto de investigación trata sobre el Cálculo de confiabilidad para optimizar la vida útil del cable (WIRELINE) en las operaciones de levantamiento artificial utilizando herramienta local (HL) en el campo Ancón, este cálculo surge debido a la necesidad de mejorar el sistema de producción herramienta local (HL), optimizando la vida útil del cable, donde hasta hace poco existían problemas operacionales.

Luego de haber identificados todos los problemas, se procederá a calcular las variables que nos brinden soluciones entre lo eficiente y eficaz, características buscadas por la compañía a cargo del campo.

Se da a conocer las descripciones geográfica y litológica del campo, el funcionamiento y equipos usados en el sistema de levantamiento artificial herramienta local (HL); además, se muestran las características, uso, factores y criterios para la selección del cable. Se toma como referencia la Constitución de la República del Ecuador, La Ley de hidrocarburos y las normas legales para el uso de cable de acero para operaciones petrolíferas.

La población del proyecto está constituido por un conjunto bien definido de 876 pozos productores por levantamiento artificial Herramienta Local (HL) del campo Ancón; como muestra tenemos el caso del pozo ANC0467, el mismo que cumple con los siguientes criterios de inclusión: Diámetro y tipo de cable, Profundidad del pozo productor de petróleo y peso ejercido por la cuchara.

Finalmente se presentan los resultados de las cargas en el sistema, el factor de seguridad y el alargamiento del cable, para encontrar la confiabilidad de la vida útil del cable.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. Planteamiento del problema

Es de conocimiento general que el primer pozo en la Península de Santa Elena fue perforado hace 105 años, y hasta la fecha existen aproximadamente 3000 pozos perforados, de las cuales unos 1000 se encuentran produciendo.

Debido a la declinación de la presión en los yacimientos petrolíferos, se han utilizados varias técnicas de Levantamiento Artificial, siendo el principal el Sistema de Bombeo Mecánico, en los últimos años en el campo Ancón se implementó el sistema de producción petrolera llamada Herramienta Local (HL), en consecuencia del tiempo que tarda en recuperarse productivamente el pozo y de la alta calidad de este petróleo.

El equipo de herramienta local (HL) consta de un cable (wireline) que sirve para transportar la cuchara donde se extrae el petróleo desde el pozo hasta la superficie, existen diversas medidas y diseños de cables utilizados para este fin, para lo cual se requiere de una correcta selección; además, la tensión y el recorrido a la que es sometido durante la producción de petróleo provoca el desgaste del mismo, por lo que es necesario contar con los respectivos cálculos de diseño del cable para efectuar estas operaciones con mayor eficiencia; además, se requiere del nivel de confiabilidad del cable de acero.

1.2. Justificación

El presente proyecto tiene como única finalidad determinar la confiabilidad mediante la corrida y el corte del cable (wireline) de operaciones del

Sistema de Levantamiento Herramienta Local (HL) mediante el factor de vida útil, factor de seguridad y alargamiento del cable de acero que permita mantener de una manera activa y eficiente la producción de petróleo cumpliendo las normas y estándares tanto nacionales como internacionales, resultando material imprescindible para evitar contratiempos tales como la rotura del cable, previniendo posibles accidentes y mejorar el sistema de levantamiento artificial en la producción de pozos petroleros en el Campo Ancón.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Realizar el cálculo de confiabilidad del cable (wireline) de operaciones del sistema de levantamiento Herramienta Local (HL), para determinar la vida útil del cable de acero mediante el factor de seguridad y análisis de las cargas que intervienen en la producción de pozos petroleros en el Campo Ancón.

1.3.2. Objetivos específicos

- Recopilar la información necesaria del campo y los equipos utilizados en el sistema de levantamiento artificial HL.
- Seleccionar la medida del cable adecuado y registrar las cargas realizadas.
- Determinar la metodología de investigación para obtener los resultados esperados.
- Calcular las fuerzas ejercidas por el cable para su diseño.
- Establecer los resultados de confiabilidad y determinar las respectivas recomendaciones.

1.4. Hipótesis

El cálculo de confiabilidad mediante el factor de seguridad y análisis de las cargas de cable (wireline) de operaciones del sistema de levantamiento Herramienta Local (HL), para determinar la vida útil del cable de acero en la producción de pozos petroleros en el Campo Ancón se realizará conociendo el peso ejercido por la cuchara (HL) por la distancia recorrida del cable; tomando en cuenta que la cuchara se utiliza tanto vacía como llena de fluido.

1.5. Variables

1.5.1. Variable Independiente

Vida útil del cable (wireline) en las operaciones de levantamiento artificial herramienta local (HL) en el campo Ancón

1.5.2. Variable Dependiente

Cálculo de confiabilidad.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. MARCO REFERENCIAL

2.1.1. ANTECEDENTES

Desde el año 1911 se dio inicio a la producción petrolera en la península de Santa Elena, con la perforación del pozo ANC001 efectuada por la compañía ANGLO ECUADORIAN OILFIELDS Ltda. Esta compañía estuvo a cargo de la explotación de petróleo hasta el año 1976; luego de esto se asentaron varias empresas para operar en este campo, en el año 2002 Pacifpetrol S.A. dio inicio a sus actividades de producción hasta la actualidad.

En el año 2003 se dio inicio a las actividades de levantamiento artificial de petróleo por el método herramienta local (HL) en el campo Ancón. La caída de presión en el yacimiento debido a la producción de petróleo y a la baja porosidad y permeabilidad de la roca, produce que el pozo tarde en recuperarse y otros métodos usados tales como bombeo mecánico, gas lift, etc. no eran factibles; razón por la cual se implementó este nuevo método de levantamiento artificial.

A nivel mundial no se utiliza este método, esto se debe a que los yacimientos en los demás países poseen un mayor volumen, la porosidad y permeabilidad tienen porcentajes más altos. En el Ecuador la única parte donde se emplea el sistema de levantamiento artificial Herramienta Local (HL) es en la península de Santa Elena.

2.1.2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

El campo Ancón se encuentra en la península de Santa Elena, al suroeste de esta jurisdicción provincial. La mayor cantidad de los pozos petroleros perforados han perdido su presión por flujo natural; otros se encuentran en zona urbana; y, los que se encontraban abandonados han sido cementados de forma definitiva.

La extracción de petróleo en este campo se lo realiza en base a diferentes métodos, entre los cuales se encuentra el sistema de levantamiento artificial Herramienta Local (HL). Este método de extracción de petróleo lleva aproximadamente 20 años siendo utilizado en el campo Ancón.

Se implementó este sistema debido a que la producción de petróleo en este sector es demasiado baja, y se necesita que el pozo se recupere para proceder a su extracción.

En la actualidad es el sistema de operación más empleado en este campo con aproximadamente 876 pozos.

2.1.3. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO

Al campo petrolero Ancón también se lo conoce con el nombre de campo "Ing. Gustavo Galindo Velasco", está localizado en el Bloque N° 2 de la península de Santa Elena, provincia del mismo nombre (figura 1).

Este bloque de explotación petrolera comprende un área de 1200 Km² divididos con el 60% en la corteza continental y con el 40% en la parte oceánica. La perforación y actividad petrolera en este campo comenzó a principios del siglo XIX, donde se han perforado aproximadamente 2882 pozos. El pozo Ancón 001 se perforó en marzo del 1911, llevado a cabo

por la compañía ANGLO ECUADORIAN OILFIELDS Ltda., con una profundidad de 2116 ft.



Fig. 1: Ubicación geográfica del campo “Ing. Gustavo Galindo Velasco”.

Fuente: Pacifpetrol.

2.1.4. GEOLOGÍA DEL CAMPO

El área geológica del campo Ancón está localizada en el “Levantamiento Santa Elena” cuya secuencia sedimentaria pertenece desde los períodos Cretácico al Terciario Inferior (Paleoceno al Eoceno), por encima de la corteza oceánica.

Este levantamiento se halla delimitado al Nor-Este por la falla de “La Cruz”, la misma que separa la cuenca sedimentaria de Progreso con la sedimentación de edad Oligoceno-Plioceno.

2.1.5. ESTRUCTURA

En base de las interpretaciones realizadas mediante las correlaciones de perfiles eléctricos se logró elaborar la geología estructural de la Península de Santa Elena, definiéndose así las principales secuencias estructurales que describen a estos campos.

Las secuencias geológicas experimentaron diferentes rasgos estructurales, entre los cuales tenemos: Cretácico y Formación Azúcar Inferior por esfuerzos compresivos; Formación Azúcar Superior y Grupo Ancón por tectónicas de desplazamiento de rumbo; y Grupo Ancón Superior y la cuenca Progreso por tectónica distensiva.

Los esfuerzos de transgresión establecieron la activación de diversas fallas geológicas, es así que debido a su orientación se pueden encontrar fallas inversas normales al esfuerzo principal. También se pueden encontrar otros tipos de fallas como son: fallas de desplazamiento de rumbo, oblicuas al sistema de compresión principal y fallas normales sub paralelas a esta.

2.1.6. ESTRATIGRAFÍA

La península de Santa Elena se encuentra conformado por secuencias de estratos tales como: lutitas, areniscas, limonitas y arcillitas cuya coloración varía de azul a plomo. En si las limonitas se forman debido a la compactación de sedimentos limosos. Todas las rocas que componen este grupo poseen una baja resistencia sobre la acción del agua lluvia. Para el estudio estratigráfico de la península de Santa Elena se describen las siguientes formaciones:

Formación Tablazo.- Pertenece al Pleistoceno, consta de areniscas gruesas y un banco de conchillas de calizas arenosas. Formada por la

terrazza marina asentadas sobre las rocas cretácicas de la península de Santa Elena.

Grupo Ancón.- Pertenece al Eoceno, su nombre se debe al campo petrolero Ancón, consta de rocas silicoclásticas y comprende las siguientes formaciones: Seca, Socorro, CPB (contiene a la formación Santo Tomás) y PB.

Formación Seca.- Pertenece al Eoceno Medio, consta de lutitas, limonitas y margas. En el sistema petrolífero constituye la roca sello de la formación Socorro, formada por arcillitas grises con intercalaciones de areniscas finas.

Formación Socorro.- Pertenece al Eoceno Medio Temprano, es el segundo yacimiento con mayor importancia dentro del campo Ancón y consta de areniscas turbidíticas finas y arcilla sobre la formación CPB.

Formación CPB (Clay Pebble Beds).- Pertenece al Eoceno Inferior, consta de una matriz arcillosa conglomerática, formadas por flujos de barro densos submarinos alternados con turbiditas.

Formación Santo Tomás.- Consta de un banco de areniscas de potencias modestas reconocidas solo en este sector, es donde termina el ciclo de areniscas turbidíticas de la formación PB.

Formación PB (Passage Bed).- Forma la capa de transición entre el grupo Ancón y la formación Atlanta, consta de estratos delgados de areniscas con intercalaciones de areniscas calcáreas.

Formación Atlanta.- Pertenece al Paleoceno, es el yacimiento de mayor importancia del campo Ancón, consta de areniscas gruesas,

conglomerados y lutitas oscuras, se reconoce como principal reservorio debido a sus fracturas.

Formación Santa Elena.- La formación Santa Elena pertenece al Cretácico y consta de depósitos turbidíticos finos formados en aguas profundas, con deslizamientos y flujos detríticos, constituidos por secuencias finamente estratificadas de pelitas silíceas con tobáceas de color blanquecino.

Formación Cayo.- Pertenece al Cretácico, consta de tobas (sedimentos volcánico clásticos), lutitas oscuras turbiditas con aportes piroclásticos (sedimentos marinos) y sedimentos volcánicos; considerada como la roca generadora.

Formación Piñon.- Pertenece al Jurásico-Cretácico Medio, su origen es cortical oceánico y de naturaleza basáltica; consta de basaltos afaníticos, doleritas intrusivas y algunas intrusiones ultramáficas.

La figura 2 muestra las principales características estratigráficas de la Península de Santa Elena.

BLOQUE SANTA ELENA - COLUMNA ESTRATIGRAFICA

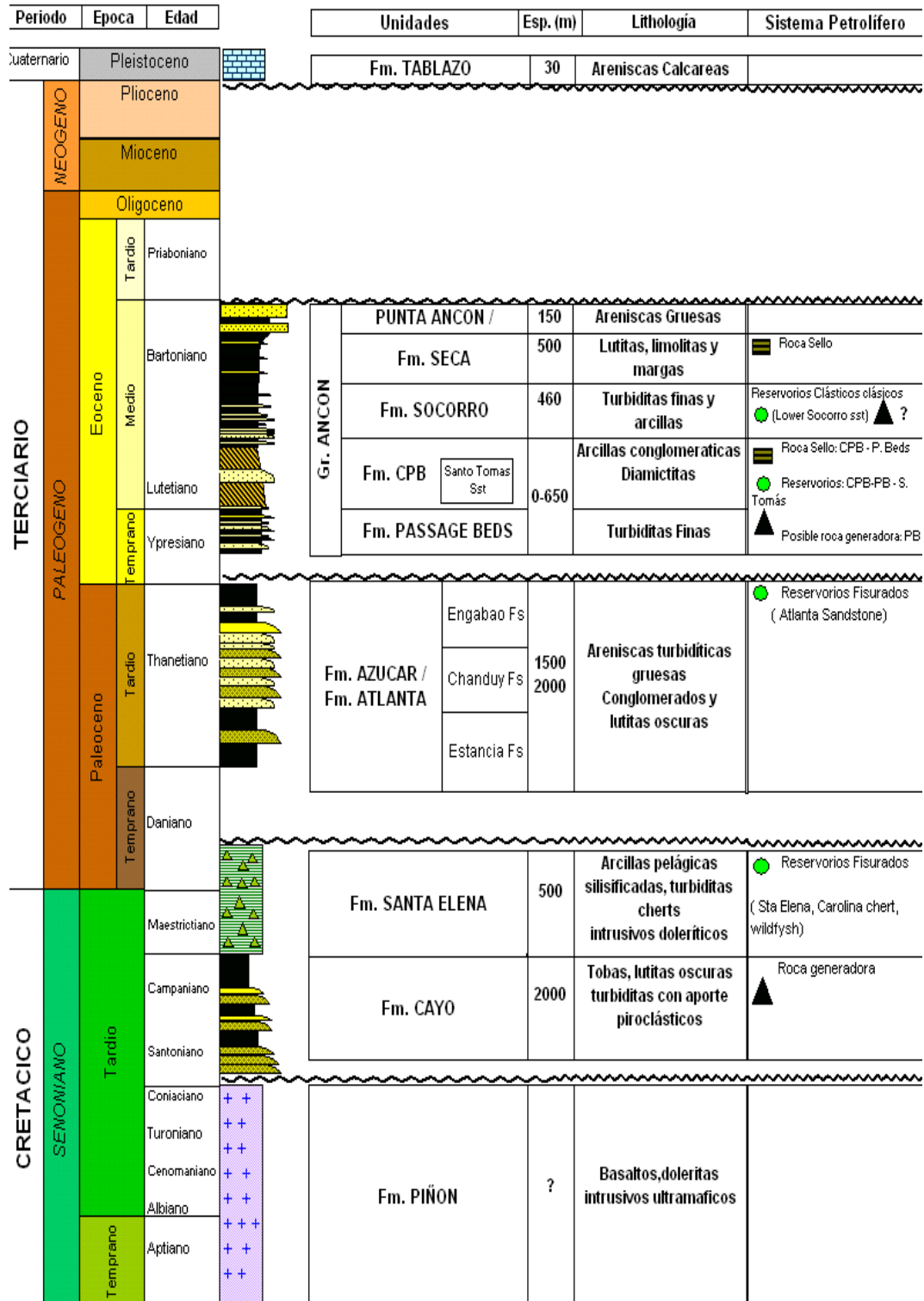


Fig. 2: Columna estratigráfica del Bloque 2.

Fuente: Pacifpetrol.

2.2. MARCO LEGAL

Las normativas legales otorgadas por la Presidencia de la República del Ecuador y ejecutadas por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos que intervienen en el presente proyecto investigativo tenemos: La Constitución Política de la República, la Ley de Hidrocarburos; además, las Normas Internacionales para uso de cables utilizados en la industria petrolera.

2.2.1. CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA

En la Constitución de la República del Ecuador conforme lo establece el TITULO V de la Organización Territorial del Estado, en su Capítulo cuarto del Régimen de competencias, cuyo artículo 261 expresa lo siguiente:

“Art. 261.- El Estado Central tendrá competencias exclusivas sobre:

11. Los recursos energéticos; minerales, hidrocarburos, hídricos, biodiversidad y recursos forestales”. (Constitución República del Ecuador, 2008)

2.2.2. LEY DE HIDROCARBUROS

TÍTULO II POLÍTICA HIDROCARBURIFERA

“Art.18.- El Ministro Sectorial está facultado para expedir normas y emitir disposiciones a sus entidades adscritas y a las empresas públicas, relacionada con el desarrollo del sector, que fueren necesarios para el cumplimiento de esta ley; y, como tal le corresponde:

4. Promover, en coordinación con instituciones públicas o privadas, universidades y escuelas politécnicas, la investigación científica y tecnológica en el sector hidrocarburífero”. (Ley de Hidrocarburos)

2.2.3. NORMAS LEGALES PARA USO DE CABLE DE ACERO PARA OPERACIONES PETROLÍFERAS

El cable de acero para su utilización en las operaciones petroleras, se basa en diversas normas internacionales, entre las cuales tenemos la norma API RP 9b, trata de las practicas recomendadas sobre la aplicación, cuidado y uso del cable en servicios petroleros.

“Esta norma práctica es recomendable para diversas aplicaciones de cables en la industria del petróleo y gas. Contiene los diámetros y construcción comúnmente usados, con una variedad de diseños de equipos, selección y otros servicios referentes al cable”. (Norma API RP 9b, 2015)

2.3. MARCO TEÓRICO

2.3.1. LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL HERRAMIENTA LOCAL (HL)

Este sistema de levantamiento artificial consta de los equipos y medios necesarios para extraer los fluidos desde el pozo hasta la superficie, a través de un recipiente conocido comúnmente con el nombre de cuchara; se trata de un tubo cilíndrico que bien puede ser de acero o de fibra de vidrio, sus dimensiones están en los rangos de: 6 a 10 m de longitud, su diámetro va desde 3, 4 o 6 pulgadas y depende del diámetro del casing de los diversos pozos; además, consta de una válvula de retención en su parte inferior.

La unidad móvil (figura 3) es ubicada de forma adecuada para la operación de producción, y esta se estabiliza por medio de dos gatos hidráulicos, la cuchara es introducida por el casing hasta alcanzar la profundidad del pozo, en ese instante se abre la válvula inferior para que pueda ingresar el petróleo hasta lograr llenar la cuchara. Después de esto, la cuchara es jalada por medio de un cable de acero enroscado en un malacate, el mismo que es accionado por un motor auxiliar, la válvula de retención se cierra debido al peso del fluido. Al llegar la cuchara a la superficie se descarga el crudo mediante un embudo hasta enviarlo a un tanque de almacenamiento instalado en la unidad. Este proceso se vuelve repetitivo hasta recuperar la producción acumulada del pozo. (Pacifpetrol S.A.)



Fig. 3: Cuchara y equipo de herramienta local.

Fuente: Pacifpetrol S.A.

2.3.2. EQUIPOS DE HERRAMIENTA LOCAL

El sistema de levantamiento artificial Herramienta Local (HL) consta de los siguientes equipos de superficie:

- ✚ Tanque de almacenamiento.- Usado para almacenar el fluido extraído desde el fondo del pozo.

- ✚ Tanque de recobro.- Usado para almacenar el fluido extraído desde el fondo del pozo, antes de pasar al tanque de almacenamiento.
- ✚ Motor.- Genera la fuerza necesaria para poner en movimiento el malacate.
- ✚ Malacate.- Consta de un tambor donde se encuentra enrollado el cable de acero; es el mecanismo que permite el levantamiento de la cuchara lleno de fluido desde el fondo del pozo.
- ✚ Pluma.- Es un eje utilizado para colocar la cuchara dentro del pozo, sacar la misma y vaciar el contenido en el tanque de recobro.

Además, consta de equipos de sub-suelo, entre estos tenemos: Cable de acero, Unión giratoria, guardacabo, cupla y reducción de 3/4, y cuchara que puede ser de 3, 4 o 6 5/8 pulgadas.

2.3.3. CABLES DE ACERO USADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Entre los cables de acero usados en la industria petrolera tenemos:

IPH 619API.- Se la utiliza para cualquier equipo de la torre de perforación, trabaja sometido a grandes tamaños de poleas y malacates, brindando un alto rendimiento.

IPH GPC.- Rinde un 20% más en toneladas-milla que el IPH 619API, posee una mayor carga de rotura y es recomendable para operaciones de perforaciones profundas.

IPH 67API.- Este tipo de cable es utilizado para las operaciones de reacondicionamiento y terminación de un pozo, también se lo conoce con el nombre de cable de suabeo o cable de pistoneo. Su construcción consta de alma de fibra sintética altamente resistente a la abrasión y corrosión.

2.3.3.1. DESCRIPCIÓN

El cable de acero consta de un grupo de hebras de alambres enrolladas helicoidalmente alrededor de otro alambre tendido uniformemente considerado como el alma del cable.

Este cable es un implemento utilizado para manejar la carga suspendida de diversos equipos disponibles en la industria petrolera para operaciones de perforación, producción o reacondicionamiento de pozos. Entre estas cargas empleadas tenemos: soportar la sarta de perforación, la sarta de producción, la sarta de pesca, correr registros eléctricos, cañoneo de pozos, suspender la cuchara de producción HL, etc. Para garantizar una buena operatividad y que el desgaste sea uniforme es conveniente realizar cortes frecuentes.

En algunas operaciones el cable no requiere de un máximo esfuerzo, a excepción de que se requiera para bajar tubería de revestimiento o en las operaciones de pesca.

Los cables de acero se encuentran descritos por lo siguiente:

- a. Diámetro del cable, ϕ
- b. Números de torones.
- c. Número de alambres para cada torón.
- d. Material del alma (Núcleo).
- e. Trama de los torones
- f. Trama de los alambres que forman los torones

Los cables fabricados con menos alambres en los cordones tendrán una mayor resistencia a la abrasión y menor resistencia a la fatiga que un cable de la misma dimensión con torones realizados con alambres más pequeños.

2.3.3.2. PARTES DEL CABLE DE ACERO

Según el programa de adiestramiento realizado por la ESP OIL Engineering Consultants, el cable de acero (Figura 4) se encuentra formado por las siguientes partes:

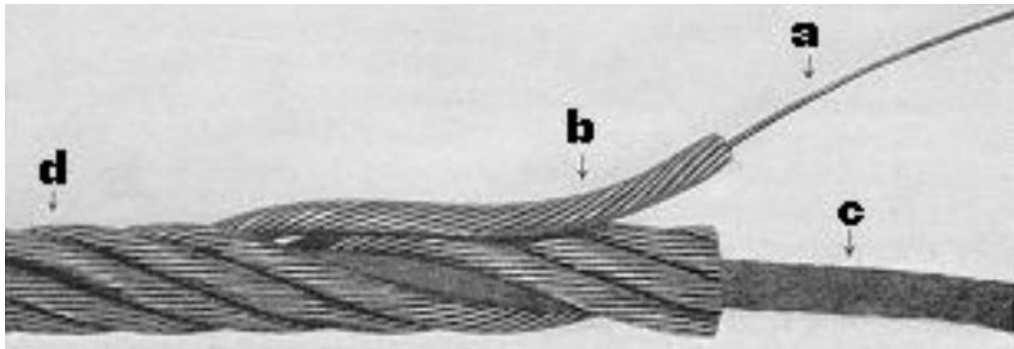


Fig. 4: Partes del cable de acero.

Fuente: ESP OIL Engineering Consultants.

- a. Alambres o hebras (WIRES): Son los elementos básicos del cable, estos alambres varían según su especificación o nomenclatura, constituyen los cordones ó torones, están situadas alrededor del núcleo, dando como resultado los diversos diámetros del cable.
- b. Cordones o torones (STRANDS): Están constituidos por dos o más capas de alambres de menor diámetro, de una forma tal que los alambres puedan ajustarse con gran facilidad cuando se dobla el cable. Estos torones se colocan helicoidalmente alrededor del núcleo para formar un cable. Para que exista una mejor resistencia a la tracción se requiere de un cable con núcleo de fibra, el cual proporciona el 90% de resistencia en comparación con un cable de núcleo independiente.
- c. Núcleo o alma (CORE): Es la parte central del cable alrededor del cual se encuentran envueltos los torones, estos pueden ser de fibra o de alambre. La norma API señala que este núcleo no puede ser

de yute o cáñamo. Los cables con núcleo de fibra poseen una mayor flexibilidad por lo tanto pueden enrollarse con mayor facilidad en cualquier dimensión de tambores o poleas sin que exista algún daño en el mismo, en cambio los cables con núcleo de alambre tienen como principal ventaja una mayor resistencia. El cable de núcleo de alambre es más rígido que el cable con núcleo de fibra, por lo tanto está limitado cuando los tambores y poleas son de grandes tamaños; y en las operaciones de perforación profunda.

d. Trama de un cable (strands and wire Lays): Indica la dirección en la que los alambres y los torones están enrollados unos con respecto a los otros, los mismos que se pueden dar de las siguientes maneras:

✓ Trama derecha, trama regular (RIGHT LAY – REGULAR LAY)



Fig. 5: Trama derecha, trama regular.

Fuente: ESP OIL Engineering Consultants

Trama derecha.- Esta trama indica que los torones están doblados en dirección de la mano derecha divisándolo desde la punta del cable.

Trama regular.- Esta trama indica el arreglo individual de los alambres de los torones, lo cual describe que los alambres que constituyen un torón se encuentran distribuidos en sentido inverso a la dirección en que se ubicaron los torones que constituyen el cable. En el presente caso, los alambres que forman cada torón están doblados en el sentido izquierdo.

- ✓ Trama izquierda, trama regular (LEFT LAY, REGULAR LAY).-En este caso se indica que los torones se encuentran doblados hacia la izquierda y los alambres que constituyen el torón hacia la derecha.



Fig. 6: Trama izquierda, trama regular.

Fuente: ESP OIL Engineering Consultants

- ✓ Trama derecha, trama paralela (RIGHT LAY, LANG LAY).- En este caso se indica que los torones se encuentran doblados hacia la derecha y los alambres que constituyen el torón en la misma dirección.



Fig. 7: Trama derecha, trama paralela.

Fuente: ESP OIL Engineering Consultants

- ✓ Trama izquierda, trama paralela (LEFT LAY, LANG LAY).- En este caso se indica que los torones se encuentran doblados hacia la izquierda y los alambres que forman el torón en la misma dirección.



Fig. 8: Trama izquierda, trama paralela.

Fuente: ESP OIL Engineering Consultants

2.3.3.3. ESPECIFICACIONES Y NOMENCLATURA

Especificaciones: Su fabricación es de acero al carbón estirado en frío, entre sus especificaciones tenemos las siguientes:

- ✓ 1.- Acero de arado extra mejorado (Extra improved plow Steel = EIPS)
- ✓ 2.- Acero de arado mejorado (Improved plow Steel = IPS)
- ✓ 3.- Acero de arado (Plow Steel = PS)
- ✓ 4.- Acero galvanizado
- ✓ 5.- Acero galvanizado por etapa intermedia de preparado.

Los cables de acero arado extra mejorado y arado mejorado son los más usados en la industria petrolera debido a su alta resistencia.

Nomenclatura de cables: Según el programa de adiestramiento realizado por la ESP OIL Engineering Consultants, para los cables de acero se tiene la siguiente nomenclatura:

- FW= Filer wire construction = Construcción de alambre
- PS= Plow Steel = Acero arado
- IPS= Improved plow Steel = Acero arado mejorado
- PF= Preformed = Preformado
- NPF= Non preformed = No preformado
- FC= Fiber core = Núcleo de fibra
- IWRC= Independent wire rope core = Núcleo de cuerda de alambre independiente.
- EIPS= Extra improved plow Steel = Acero arado extra mejorado
- RL= Right lay = Lado derecho
- LL= Left lay = Lado izquierdo

Como ejemplo de nomenclatura en cables de acero se tiene lo siguiente:

1" x 3500' 6 x 19 S PRF RRL IPS IWRC

Esto quiere decir que se tiene 3500 pies de cable de 1 pulgada de diámetro de 6 torones con 19 hebras cada torón enhebrados de forma tipo sello (S), con torones preformados (PRF) de forma helicoidal doblado hacia lado derecho regular (RRL), grado de acero arado mejorado (IPS) y núcleo de cable independiente (IWRC).

2.3.3.4. CLASIFICACIÓN DE LOS CABLES

Los cables de acuerdo a su construcción se clasifican en:

Grupo 6X7: Este grupo indica que el cable de acero se encuentra construido con 6 torones donde a su vez lo conforman 7 alambres de gran diámetro; los torones se hayan enrollados en el núcleo de acero. Su construcción es un poco flexible y puede ser instalado en malacates de menor diámetro; recomendable para usarlos donde se requiera flexibilidad y es muy resistente a la abrasión.

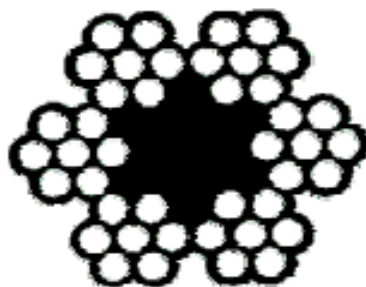


Fig. 9: Cable 6x7.

Fuente: Cables de perforación.

Grupo 6x19: Este grupo indica que el cable de acero se encuentra construido con 6 torones enrollados alrededor de un núcleo de acero. La construcción de cada torón consta de 16 a 26 alambres de diferente

diámetro. Esta configuración de los alambres y torones permiten obtener una mayor flexibilidad y resistencia a la abrasión.

De este grupo se tiene cable 6x25 son los más usados debido a que resisten la abrasión y aplastamiento.

Los cables 6x19 constan de dos capas de 9 alambres enrollados alrededor del alambre central, su capa exterior es más gruesa que la interior, de esta forma resiste mayormente a la abrasión.

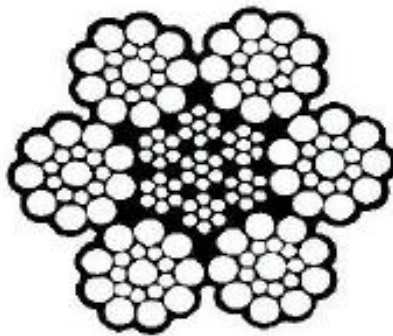


Fig. 10: Cable 6x19.

Fuente: Cables de perforación.

Grupo 6x37: Este grupo indica que los cables son más flexibles en razón del mayor número de alambres por torón. Recomendado en labores de mucha flexibilidad; es decir, que no son usados en labores de excesiva abrasión.

Generalmente se indica que los torones contendrán 37 alambres, pero en la práctica son construidos de 29 a 46 alambres por torón y se recomienda usar un tambor de 18 veces el diámetro del cable.

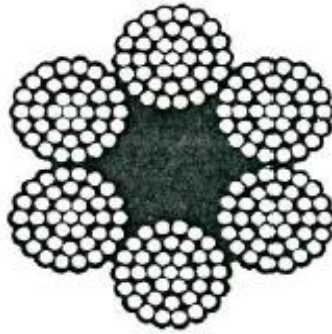


Fig. 11: Cable 6x37.

Fuente: Cables de perforación.

2.3.3.5. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LOS CABLES

Los cables poseen diversas características que proporcionan capacidades de rendimiento específicos. Es por esta razón que se debe tener en consideración las características especiales de cada cable. Todos los cables poseen características de diseños que difieren unas de otras; es decir, que un cable no puede aumentar igualmente la resistencia a la fatiga y resistencia a la abrasión. Si seleccionamos un cable con más alambres, este tendrá un aumento de la resistencia a la fatiga y menor resistencia a la abrasión debido a que posee alambres exteriores más pequeños. Por otra parte de necesitarse un cable con incremento a la abrasión, se selecciona un cable con pocos alambres exteriores de mayor tamaño, logrando así disminuir el desgaste del cable, en cambio la resistencia a la fatiga del cable se reducirá.

Entre las principales características que se deben considerar para seleccionar un cable se tiene:

RESISTENCIA.- Generalmente la resistencia de un cable es medida en toneladas de 2000 lb. La resistencia del cable es considerada como resistencia mínima a la rotura o resistencia nominal, estos valores de resistencia han sido calculados y aceptados por la industria del cable.

RESISTENCIA A LA FATIGA.- Esta resistencia toma en consideración la fatiga del material de los alambres que conforman el cable. Los cables se deben doblar continuamente ejerciendo un esfuerzo, de esta forma se tendrá alta resistencia a la fatiga.

El aumento de resistencia a la fatiga en los diseños de cables se consigue usando un número alto de alambres, incluyendo los diámetros de los alambres y la industria metalúrgica.

Normalmente, un cable fabricado con numerosos alambres tendrá una mayor resistencia a la fatiga que un cable del mismo tamaño fabricado con pocos alambres más pequeños tendrá una mayor capacidad para doblarse cuando el cable pase por las poleas o enrolladas en los tambores. Los cables deben doblarse según el diámetro de las poleas y tambores indicados por el fabricante, de esta forma se reducirán los efectos de la fatiga. Los manuales de usuario de cables contienen indicaciones precisas sobre los tamaños de poleas y malacates para amoldar correctamente todos los tamaños y tipos de cable.

La fatiga del metal se lleva a efecto debido a los esfuerzos de flexión realizados por el cable mientras este se encuentra en funcionamiento; es decir, a medida que el cable es usado disminuye su resistencia.

RESISTENCIA AL APLASTAMIENTO.- Aplastamiento es el resultado de una presión ejercida externamente sobre el cable, ocasionando una distorsión en sus tres principales características: la sección transversal del cable, sus torones y su núcleo. Es por esta razón que la resistencia al aplastamiento es considerada como la capacidad que posee un cable para resistir esfuerzos externos.

El cable al ser dañado por la fuerza de aplastamiento; los alambres, torones y el núcleo se ven imposibilitados de ajustarse con normalidad durante el funcionamiento.

Generalmente, los cables con núcleo de acero independiente (IWRC) poseen una mayor resistencia al aplastamiento que los cables con núcleo de fibra. Los cables torcidos en forma regular son más resistentes al aplastamiento que los cables torcidos en forma diagonal. Los cables con 6 torones poseen una mayor resistencia al aplastamiento que los cables de más de 6 torones.

RESISTENCIA A LA PÉRDIDA Y DEFORMACIÓN DE METAL.- La pérdida de metal describe el desgaste del metal de los alambres externos del cable, y la deformación del metal resulta en la variación de forma de los alambres externos del cable.

Generalmente, la resistencia a la abrasión demuestra la capacidad del cable para resistir el desgaste y alteración de metal en toda su superficie externa. Esto disminuye la resistencia del cable.

La deformación del metal comúnmente se lo conoce con el nombre de “martilleo” debido a que los alambres del cable adquieren una forma de haber sido “martillados” en toda su superficie externa. Este “martilleo” generalmente ocurre en el contacto cable con cable llevado a cabo al enrollar el cable en el malacate. También puede ocurrir en las poleas.

RESISTENCIA A LA ROTACION.- Esta resistencia en el cable se genera cuando se coloca una carga, esto provoca que exista una torsión, que los alambres y torones intentan enderezar. Es así, que todo cable está diseñado para trabajar con esta torsión ejercida por la carga. Sin embargo, las cargas pueden girar debido a esta torsión. La torsión ejercida por la carga puede ser disminuida diseñando cables resistentes a la rotación.

En los cables de 6 y 8 torones, las torsiones originadas por los torones externos y el IWRC tienen el mismo sentido. En los cables diseñados para resistir la rotación, el torcido de los torones exteriores se encuentra en dirección contraria al torcido de los torones interiores, produciendo que las torsiones tengan sentidos opuestos.

En razón de su aplicación, deben ser consideradas otras características del cable, tales como flexibilidad para doblarse, estabilidad o resistencia de reserva. (Wire co)

2.3.3.6. USO DE LOS CABLES

Los cables al ser enrollados o pasar por una polea, ejercen esfuerzos que son inversamente proporcionales al diámetro de enrollamiento o en función de la construcción del cable.

La figura 12 muestra cómo se debe tener presente el sentido del cableado al enrollar un cable en el tambor.

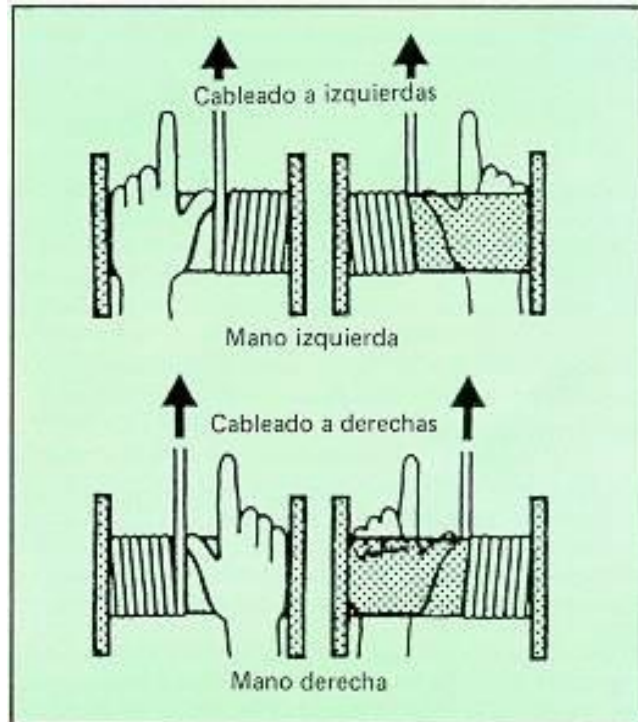


Fig. 12: Manera correcta de enrollar un cable.

Fuente: Cables de acero. NTP 155.

Para la optimización del cable se debe considerar lo siguiente:

- ✓ Seleccionar el diámetro adecuado
- ✓ Cuidado del cable para evitar daños
- ✓ Registrar el trabajo ejercido por el cable
- ✓ Determinar los puntos críticos en el sistema
- ✓ Seleccionar el correcto programa de corrida y corte

El cable de acero es empleado en la industria petrolera para cumplir diversas operaciones, entre las cuales se tiene:

a.- EN EQUIPO DE PERFORACION O SERVICIOS: Generalmente se emplea como aporte al movimiento del bloque viajero para realizar operaciones de conducir la carga hacia adentro o afuera del pozo abierto o entubado. Entre estas operaciones se encuentran las siguientes:

- ✓ Cambiar la broca
- ✓ Bajar tubería de perforación y revestimiento
- ✓ Viajes redondos o completos
- ✓ Servicios adicionales: pesca, prueba de formación de tapones de cemento.

b.- SERVICIOS AUXILIARES: Entre estas se tiene:

- ✓ Toma de registros
- ✓ Sistema de producción Herramienta Local (HL)
- ✓ Para bombeos mecánicos
- ✓ Cables de izaje del mástil
- ✓ Líneas de anclajes costa afuera
- ✓ Para estabilizar los mástiles portátiles

2.3.3.7. MANIPULACIÓN, INSTALACIÓN Y CORTE DE CABLES

Manipulación.- Todo cable sale de fábrica enrollados en carretes, tambores, aspas, etc., los mismos vienen adecuadamente engrasados y protegidos contra ambientes corrosivos.

Para su transporte y disposición se debe evitar que el carrete ruede por el suelo con la finalidad que no se adhieran polvo o sustancias abrasivas que obliguen a limpiar y re engrasar el cable. De igual manera se debe evitar recibir golpes o presiones que produzcan limaduras o roturas de los alambres del cable. Se debe proteger de las altas temperaturas para que no exista pérdida de engrase.

Instalación.- El principal riesgo que se corre al manipular el cable, es que se formen codos; por esta razón, al momento que se quiera enrollar el cable en un carrete es conveniente no arrastrarlo por el suelo; además, se debe mantener el mismo sentido de enrollado.

Para instalar el cable primeramente se debe verificar que las poleas o tambores que se van a utilizar no presenten resaltes, que puedan dañar el cable y que pueda pasar de manera correcta por las poleas y los canales de los tambores. Los operarios deberán manipular el cable usando guantes de cuero.

Corte.- Antes de proceder al corte del cable se debe asegurar que no exista el descableado ni deshilachado del mismo. Por esta razón se realiza una serie de ligadas en los extremos del cable mediante alambre de hierro recocido. La tabla 1 muestra los datos recomendados para las ligadas:

Diámetro del cable en mm.	nº de ligadas a cada lado	longitud en mm.		Ø del alambre
		de cada ligada	entre ligadas	
Hasta 12	3	12	15	0,5 a 0,8
13 a 20	3	25	40	1,- a 1,5
21 a 30	4	40	50	1,2 a 2,2
31 a 40	4	50	50	1,8 a 3,-
41 a 50	4	75	50	2,2 a 3,2
> 51	4	100	75	2,5 a 3,2

Tabla. 1: Ligadas del cable.

Fuente: Cables de acero. NTP 155.

Entre los métodos empleados para realizar el corte se tiene: tronzadora, eléctrica por resistencia, cizallas y soldadura eléctrica. Cada extremo del cable debe quedar siempre protegido con la finalidad de evitar el descableado.

2.3.3.8. FACTORES DE DISEÑO

El factor de diseño es la relación que existe entre la resistencia mínima a la rotura del cable y la carga total de trabajo. Su utilización provee a las instalaciones de cables adecuada seguridad de desplazamiento para la labor a realizar en el tiempo de vida útil del cable. Las consideraciones para

determinar los factores de diseño contienen el diseño del equipo, tipo de servicio y consecuencias de una falla.

Mayormente, la selección del cable establecida mediante el factor de diseño adecuado ha sido realizada por el fabricante del cable. En ciertas circunstancias donde se utiliza un cable distinto, se debe verificar las normativas de gobierno y la industria para definir el factor de diseño requerido. Existen diversos tipos de cable donde para un mismo trabajo tenga diferente requerimientos de factor de diseño.

Las especificaciones y normativas sugieren que el factor de diseño se aplique a la resistencia mínima a la rotura para establecer la carga máxima de trabajo.

Para determinar la carga máxima de trabajo para que se pueda utilizar un cable, divida la resistencia mínima por el factor de diseño requerido. Esta es la carga máxima de trabajo del cable. Puede haber otros factores limitativos en una aplicación, que puede hacer que la carga máxima de trabajo que pueda manejar el equipo sea menor que la carga máxima de trabajo del cable.

2.3.3.9. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL CABLE

Se deben considerar los siguientes criterios para la selección del cable:

- *“El cable debe poseer una resistencia a la tracción por encima de la carga máxima soportada por el cable. Todo fabricante recomienda factores de seguridad según sus tipos de aplicaciones.*
- *El cable tendrá un ciclo de vida aceptable. En razón de la resistencia a la abrasión, flexibilidad, diámetro de tambores y poleas, instalación y lubricación del cable, material de poleas, etc.*

- *El precio del cable aumenta debido al mayor número de torones. El cable de núcleo de fibra es más económico que un cable de núcleo de acero.*
- *El cable elegido debe estar disponible en el mercado.*
- *El cable deberá resistir las operaciones a la que será expuesta”.*
(Zambrano, 2004)

2.3.3.10. ECUACIONES DE CÁLCULO

Ecuación para determinar el volumen de petróleo:

$$V_p = \pi * r^2 * L_b \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

V_p = Volumen de petróleo, m³

r = Radio interno de la cuchara, m

L_b = Longitud de la cuchara, m

Ecuación para determinar la masa de petróleo:

$$m_p = \rho * V_p \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

m_p = Masa del petróleo, Kg

ρ = Densidad del petróleo, $\frac{Kg}{m^3}$

Ecuación para determinar el peso del petróleo:

$$W_p = m_p * g \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

W_p = Peso del petróleo, N

m_p = Masa del petróleo, Kg

g = Gravedad, $\frac{m}{seg^2}$

Ecuación para determinar el peso del cable:

$$W_c = wc * (L_T) * g \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

W_c = Peso del cable, N

wc = Peso del cable por metro dado por el fabricante, $\frac{Kg}{m}$

L_T = Longitud total de operación, m

Ecuación para determinar la fuerza de fricción:

$$F_p = A_{corte} * \tau_{cortante} \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

F_p = Fuerza de fricción, N

A_{corte} = Área de corte, m²

$\tau_{cortante}$ = Esfuerzo cortante, $\frac{Kg}{m*seg^2}$

Ecuación para determinar el Área de sección transversal:

$$A = \frac{\pi * D_{eb}^2}{4} \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

A = Área de sección transversal, m^2

D_{eb} = Diámetro externo de la cuchara, m

Ecuación para determinar el Área de corte:

$$A_{corte} = \pi * D_{eb} * L_b \quad \text{Ec. 7}$$

Donde:

A_{corte} = Área de corte, m^2

D_{eb} = Diámetro externo de la cuchara, m

L_b = Longitud de la cuchara, m

Ecuación para determinar el número de Reynolds:

$$R_e = \frac{\rho * D_{eb} * v}{\mu} \quad \text{Ec. 8}$$

Donde:

R_e = Número de Reynolds, adimensional

v = Velocidad de extracción, $\frac{m}{seg}$

μ = Viscosidad absoluta del petróleo, $\frac{Kg}{m*seg}$

Ecuación para determinar el esfuerzo de corte:

$$\tau_{corte} = \left(\frac{r_e}{2}\right) * \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right) \quad \text{Ec. 9}$$

Donde:

r_e = Radio externo de la cuchara, m

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)$ = Diferencial de presión con relación a la distancia del esfuerzo, $\frac{Kg}{m^2 * seg^2}$

Ecuación para determinar el factor de fricción:

$$f = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad \text{Ec. 10}$$

Donde:

f = Factor de fricción, adimensional

Re = Número de Reynolds, adimensional

Ecuación para determinar el diferencial de presión con relación a la distancia del esfuerzo:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \rho * f * \frac{v^2}{2D_{eb}} \quad \text{Ec. 11}$$

Donde:

ρ = Densidad del petróleo, $\frac{Kg}{m^3}$

f = Factor de fricción, adimensional

v = Velocidad de extracción, $\frac{m}{seg}$

D_{eb} = Diámetro externo de la cuchara, m

Ecuación para determinar la fuerza máxima del cable hasta el arranque:

$$F_a = A_c * v * \sqrt{E} * \sqrt{\rho} * \sqrt{\frac{m_p}{m}} \quad \text{Ec. 12}$$

Donde:

F_a = Fuerza máxima del cable hasta el arranque, N

A_c = Área de sección transversal del cable, m²

v = Velocidad de extracción, $\frac{m}{seg}$

ρ = Densidad del petróleo, $\frac{Kg}{m^3}$

E = Módulo de elasticidad, Pa

m_p = Masa del petróleo, Kg

m = Masa del cable, Kg

Ecuación para determinar la fuerza máxima total sobre el cable:

$$W_{max} = W_p + W_b + W_c + F_p + F_a \quad \text{Ec. 13}$$

Donde:

W_{max} = Fuerza máxima total sobre el cable, N

W_p = Peso del petróleo, N

W_b = Peso de la cuchara, N

W_c = Peso del cable, N

F_p = Fuerza de fricción, N

F_a = Fuerza máxima del cable hasta el arranque, N

Ecuación para determinar el torque sobre el eje de la polea:

$$T = W_{max} * r_p \quad \text{Ec. 14}$$

Donde:

T = Torque, Nm

W_{nom} = Carga nominal, N

r_p = Radio de la polea

Ecuación para determinar la carga nominal del ascenso a la carga:

$$W_{nom} = W_{max} - F_a \quad \text{Ec. 15}$$

Donde:

W_{nom} = Carga nominal, N

W_{max} = Fuerza máxima total sobre el cable, N

F_a = Fuerza máxima del cable hasta el arranque, N

Ecuación para determinar la disminución del peso del cable:

$$W_T = W_{nom} - \left(\frac{\Delta m}{\Delta t} * g * (t - 1) \right) \quad \text{Ec. 16}$$

Donde:

W_T = Disminución del peso del cable, N

w_{nom} = Carga nominal, N

$\frac{\Delta m}{\Delta t}$ = Diferencial de masa con relación al tiempo

g = Gravedad, $\frac{m}{seg^2}$

t = Tiempo, seg

Ecuación para determinar el tiempo:

$$t = \frac{e}{v} \quad \text{Ec. 17}$$

Donde:

t = Tiempo, seg

e = Espacio o longitud de recorrido, m

v = Velocidad de extracción, $\frac{m}{seg}$

Ecuación para determinar la Fuerza media durante la elevación de la carga:

$$F_m = \frac{B_1 + B_2 + B_3}{T} \quad \text{Ec. 18}$$

Donde:

F_m = Fuerza media durante la elevación de la carga, N

T = Tiempo total

$$B_1 = \left[\left(\frac{(W_{max} - W_{nom}) * (t_1)}{2} \right) + (W_{nom} * t_1) \right]$$

$$B_2 = \left[\left(\frac{(W_{nom} - W_T) * (t_2)}{2} \right) + (W_T * t_2) \right]$$

$$B_3 = \left[\left(\frac{(W_T) * (t_3)}{2} \right) \right]$$

Ecuación para determinar las pérdidas por fricción de las poleas:

$$W_{es} = \frac{\%}{100} * n * W_{max} \quad \text{Ec. 19}$$

Donde:

W_{es} = Pérdidas por fricción, N

$\frac{\%}{100}$ = Porcentaje pérdidas del cable al pasar por las poleas, adimensional

n = número de poleas por la que pasa el cable, adimensional

W_{max} = Fuerza máxima total sobre el cable, N

Ecuación para determinar la máxima carga estática:

$$W_{me} = W_{max} + W_{es} \quad \text{Ec. 20}$$

Donde:

W_{me} = Máxima carga estática, N

W_{max} = Fuerza máxima total sobre el cable, N

W_{es} = Pérdidas por fricción, N

Ecuación para determinar el diámetro del alambre:

$$d_w = 0,045 * D_c \quad \text{Ec. 21}$$

Donde:

d_w = Diámetro del alambre, m

D_c = Diámetro del cable, m

Ecuación para determinar el esfuerzo de tensión de los alambres exteriores:

$$\sigma = \frac{E * d_w}{D_p} \quad \text{Ec. 22}$$

Donde:

σ = Esfuerzo de tensión de los alambres exteriores, $\frac{Kg}{m^2}$

E = Módulo de elasticidad, $\frac{Kg}{m^2}$

d_w = Diámetro del alambre, m

D_p = Diámetro de la polea, m

Ecuación para determinar la tensión del cable al doblarse:

$$T_c = \sigma * A_c \quad \text{Ec. 23}$$

Donde:

T_c = Tensión del cable al doblarse, Kg

σ = Esfuerzo de tensión de los alambres exteriores, $\frac{Kg}{m^2}$

A_c = Área de sección transversal del cable, m^2

Ecuación para determinar el factor de seguridad:

$$N = \frac{g*(R_c - T_c)}{W_{me}} \quad \text{Ec. 24}$$

y,

$$N = \frac{g*R_c}{W_{nom}} \quad \text{Ec. 25}$$

Donde:

N = Factor de seguridad, adimensional

g = Gravedad, $\frac{m}{seg^2}$

R_c = Resistencia a la ruptura mínima del cable, Kg

T_c = Tensión del cable al doblarse, Kg

W_{me} = Máxima carga estática, N

w_{nom} = Carga nominal, N

Ecuación para determinar el alargamiento elástico por construcción:

$$\Delta L = \frac{\%}{100} * L \quad \text{Ec. 26}$$

Donde:

ΔL = Alargamiento elástico, m

$\frac{\%}{100}$ = Elongación del cable por construcción, adimensional

L = Longitud del cable, m

Ecuación para determinar el alargamiento elástico debido a la carga nominal:

$$\Delta L = \frac{W_{nom} * L}{g * E * A_c} \quad \text{Ec. 27}$$

Donde:

ΔL = Alargamiento elástico, m

w_{nom} = Carga nominal, N

L = Longitud del cable, m

g = Gravedad, $\frac{m}{seg^2}$

E = Módulo de elasticidad, $\frac{Kg}{m^2}$

A_c = Área de sección transversal del cable, m²

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Según Hernández, S. (2010) define al diseño de la investigación de la siguiente forma:

“El propósito de los diseños transeccionales exploratorios es comenzar a conocer una variable o conjunto de variables, una comunidad, un contexto, un evento, una situación. Se trata de una exploración inicial en un momento específico. Por lo general, se aplican a problemas de investigación nuevos y pocos conocidos; además, constituyen el preámbulo de otros diseños (no experimentales y experimentales)” (Hernandez, 2010).

El presente proyecto expone el uso de una metodología de estudio técnico-evaluativo en el área del campo Ancón, de esta manera se puede determinar los esfuerzos realizados por el cable de acero de los pozos productores del mismo; además, presentar el correcto diseño de cable (wireline) cumpliendo con las normativas para su uso tanto nacionales como internacionales.

3.2. MÉTODOS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

“La investigación de campo se empleó en el estudio sistemático de los hechos, en el lugar donde se produjeron los acontecimientos, tomando contacto en forma directa con la realidad, para obtener información de acuerdo con los objetivos de estudio” (Porrás, 2008)

Se recopilará la información necesaria para obtener un mayor conocimiento teórico en el desarrollo del presente proyecto, luego se procederá a obtener los datos técnicos de la producción de petróleo mediante el sistema Herramienta Local en el Campo Ancón.

“El método deductivo se trata de un procedimiento que consiste en desarrollar una teoría empezando por formular sus puntos de partida o hipótesis básicas y deduciendo luego sus consecuencias con la ayuda de las subyacentes teorías formales” (Bunge, 2004)

Se realizará el cálculo de las respectivas fuerzas ejercidas por el cable de acero en las operaciones HL. Además, se determinara el factor de seguridad de tiempo de vida útil del cable y la longitud de alargamiento del mismo

Se propondrá la correcta confiabilidad del cable de acero, cumpliendo con las normativas expuesta para tal finalidad.

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA

“La población objeto de estudio representa un conjunto finito o infinito de personas, cosas o elementos que presentan características comunes con el fenómeno que se investiga” (Balestrini, 1998).

La población del proyecto está constituido por un conjunto bien definido de 876 pozos productores por levantamiento artificial Herramienta Local (HL) del campo Ancón; como muestra tenemos el caso del pozo ANC0467.

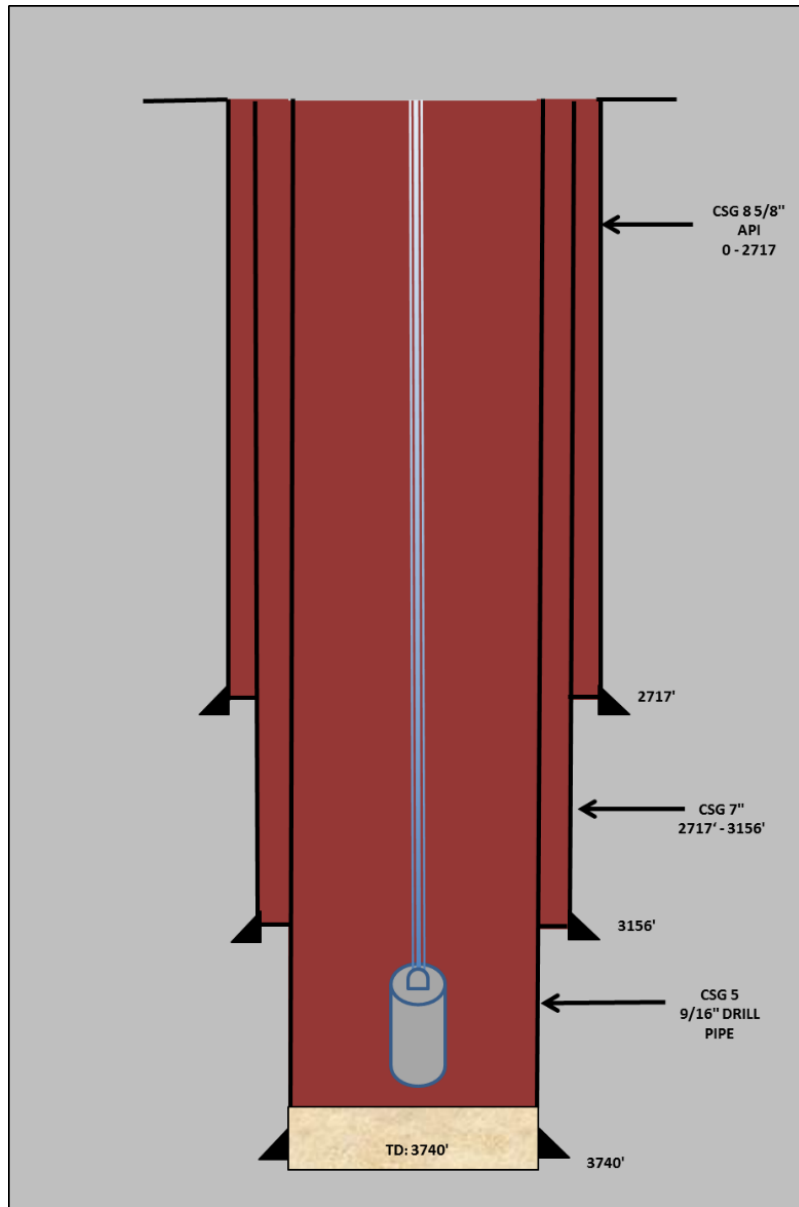


Fig. 13. Diagrama de producción pozo ANC0467

Fuente: Pacifpetrol. S. A.

“La muestra se determina teniendo el cuidado de incluir en ella un número específico de elementos que, por su representatividad dentro del grupo elegido, se cree afectan el tema de la investigación” (Mendez, 1997).

La muestra está conformada por los pozos antes mencionados los mismos que fueron seleccionados cumpliendo con los siguientes criterios de inclusión:

- ✓ Diámetro y tipo de cable
- ✓ Profundidad del pozo productor de petróleo
- ✓ Peso ejercido por la cuchara

CAPÍTULO IV

DISEÑO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA

1. El fluido a elevar es petróleo de 35° API. Su densidad es de 850 Kg/m³ y viscosidad absoluta es de 5×10^{-3} Ns/m².
2. La profundidad máxima del pozo es de 1058 m (3470 pies).
3. La velocidad máxima que posee el cable para elevar la carga máxima es de 3,81 m/seg.
4. El diámetro externo de la cuchara es de 4 1/4" (0,10795 m) y su diámetro interno es de 4" (0,1016 m).
5. El peso de la cuchara es de 30 N.
6. Este sistema trabaja de forma continua durante aproximadamente 15 horas al día 320 días al año.

4.2. SELECCIÓN DEL CABLE DE ACERO

Para la selección del cable de acero se utilizan tres tipos de alambre que son: alambre de acero arado, de acero arado mejorado y de acero arado extra mejorado.

La resistencia a la tracción esta entre 140 a 160 Kg/mm² para el acero tipo arado. La resistencia a la tracción esta entre 180 a 200 Kg/mm² para el acero tipo arado mejorado. La resistencia a la tracción esta entre 200 a 230 Kg/mm² para el acero tipo arado extra mejorado.

El cable a ser elegido debe soportar diversas condiciones de operación a la cual va a ser sometido, incluido el ambiente altamente corrosivo que se presenta en la península de Santa Elena.

A continuación se presentan las características de los cables disponibles en el mercado, en primer lugar en la tabla 2 se tiene según el tipo de construcción:

TIPO DE CONSTRUCCIÓN	6 x 7	6 x 19	6 x 37
Flexibilidad	Mala	Regular	Buena
Resistencia a la abrasión	Buena	Regular	Regular
Resistencia a la tracción	Regular	Buena	Buena
Precio por metro	Menor	Medio	Alto
Precio por Kilogramo	Medio	Alto	Alto
Disponibilidad en el mercado	Buena	Buena	Buena

Tabla. 2: Matriz según el tipo de construcción.

Fuente: Diseño de un sistema para extracción de petróleo.

La tabla 3 muestra las características del cable según el tipo de alma:

TIPO DE ALMA	Alma de acero	Alma de fibra
Flexibilidad	Regular	Buena
Resistencia a la tracción	Buena	Regular
Resistencia al aplastamiento	Buena	Mala
Precio por metro	Medio	Bajo
Precio por Kilogramo	Alto	Medio
Disponibilidad en el mercado	Buena	Buena

Tabla. 3: Matriz según el tipo de alma.

Fuente: Diseño de un sistema para extracción de petróleo.

La tabla 4 muestra las características del cable según el tipo de acero:

TIPO DE ACERO	Acero Arado	Acero Arado mejorado	Acero Arado extramejorado
Flexibilidad	Buena	Regular	Regular
Resistencia a la abrasión	Mala	Regular	Buena
Resistencia a la tracción	Mala	Regular	Buena
Resistencia al aplastamiento	Mala	Regular	Buena
Precio por metro	Bajo	Medio	Alto
Disponibilidad en el mercado	Mala	Mala	Buena

Tabla. 4: Matriz según el tipo de acero.

Fuente: Diseño de un sistema para extracción de petróleo.

La tabla 5 muestra las características del cable según el tipo de torzal:

TIPO DE TORZAL	Torzal regular	Torzal L
Flexibilidad	Regular	Buena
Resistencia a la abrasión	Regular	Bueno
Resistencia a la tracción	Regular	Bueno
Resistencia al aplastamiento	Buena	Regular
Disponibilidad en el mercado	Buena	Mala

Tabla. 5: Matriz según el tipo de torzal.

Fuente: Diseño de un sistema para extracción de petróleo.

En vista de las características de requerimiento del cable de acero, se debe considerar el cable de acero arado extra mejorado como alternativa a las condiciones ambientales presentadas. Además, se necesita que el cable tenga la suficiente flexibilidad para enrollarse y sea resistente a la tracción debido a la cargas, es así que debido a la disponibilidad en el mercado se tiene los de tipo de torzal regular.

En base a los criterios de selección y disponibilidad en el mercado se tiene un cable de 6 x 19 con núcleo de acero con torzal regular arado extra mejorado. De acuerdo a los cálculos de las fuerzas que intervienen en el diseño se determina si este cable resiste el ambiente de trabajo a la cual estará sometido. El diámetro del cable es de 9/16”.

4.3. DETERMINACIÓN DEL DISEÑO DEL CABLE DE ACERO

Las fuerzas que actúan sobre el cable son las siguientes: el peso del petróleo a extraer, el peso de la cuchara, el peso del cable, la fuerza de fricción ejercida entre el petróleo y la cuchara. La figura 14 muestra el diagrama de fuerzas sobre el cable.

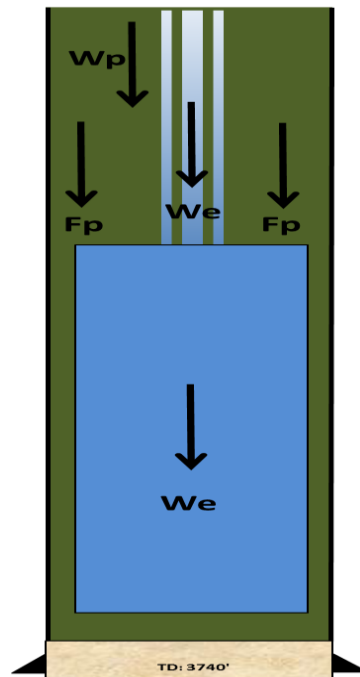


Fig. 14. Diagrama de fuerzas sobre el cable.

Fuente: César Tomalá.

Cálculo del peso del petróleo a ser extraído.

$$V_p = \pi * r^2 * L_b$$

$$V_p = \pi * (0,0508 \text{ m})^2 * 10 \text{ m}$$

$$V_p = 0,0810734 \text{ m}^3$$

$$m_p = \rho * V_p$$

$$m_p = 850 \frac{Kg}{m^3} * 0,0810734 m^3$$

$$m_p = 68,912 Kg$$

$$W_p = m * g$$

$$W_p = 68,912 Kg * 9,8 \frac{m}{seg^2}$$

$$W_p = 675,3376 N$$

El peso de la cuchara es:

$$W_b = 30 N$$

De acuerdo a la tabla del fabricante, el peso por metro de cable de alma de acero de 6 x 19 con un diámetro de 9/16" es de 0,88 Kg/m. La longitud del cable desde la polea hasta el cabezal del pozo es de aproximadamente 13 m y la profundidad del pozo es de 1058 m. El peso del cable de acero se obtiene de la siguiente ecuación:

$$W_c = wc * (L_T) * g$$

$$W_c = 0,88 \frac{Kg}{m} * (1058 m + 13 m) * 9,8 \frac{m}{seg^2}$$

$$W_c = 9236,3 N$$

La fuerza de fricción existente entre el petróleo y la cuchara se la calcula mediante la siguiente relación:

$$F_p = A_{corte} * \tau_{cortante}$$

Cálculo del área de la sección transversal de la cuchara.

$$A = \frac{\pi * D_{eb}^2}{4}$$

$$A = \frac{\pi * (0,10795)^2}{4}$$

$$A = 0,00915 m^2$$

Cálculo del área de corte de la superficie de petróleo que entra en contacto con la cuchara. El diámetro externo de la cuchara es de 0,10795 m.

$$A_{corte} = \pi * D_{eb} * L$$

$$A_{corte} = \pi * 0,10795 * 10$$

$$A_{corte} = 3,391357 m^2$$

Cálculo del número de Reynolds para determinar si el régimen de flujo es laminar o turbulento. Este se obtiene con la velocidad de elevación de la carga.

$$R_e = \frac{\rho * D_{eb} * v}{\mu}$$

$$R_e = \frac{850 * 0,10795 * 3,81}{0,005}$$

$$R_e = 69919,2 > 2000 \rightarrow \text{Turbulento}$$

Cálculo del esfuerzo cortante

$$\tau_{corte} = \left(\frac{r}{2}\right) * \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)$$

Cálculo del factor de fricción ($Re \leq 10^5$)

$$f = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$$

$$f = \frac{0,3164}{69919,2^{0,25}}$$

$$f = 0,01946$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \rho * f * \frac{v^2}{2D}$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = 850 * 0,01946 * \frac{(3,81)^2}{2 * 0,10795}$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = 1112$$

$$\tau_{corte} = \left(\frac{r}{2}\right) * \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)$$

$$\tau_{corte} = \left(\frac{0,053975}{2}\right) * (1112)$$

$$\tau_{corte} = 30,01 \frac{N}{m^2}$$

$$F_p = 3,391357m^2 * 30,01 \frac{N}{m^2}$$

$$F_p = 101,8 N$$

Determinación del área de la sección transversal del cable. Diámetro del cable es de 0,014288 m (9/16").

$$A_c = \frac{\pi * D_c^2}{4}$$

$$A_c = \frac{\pi * (0,014288)^2}{4}$$

$$A_c = 0,00016 m^2$$

Determinación del volumen del cable:

$$V_c = A_c * L_c$$

$$V_c = 0,00016 m^2 * (1058 + 13) m$$

$$V_c = 0,1717 m^3$$

Cálculo de la densidad del cable, si su peso por metro es de $0,88 \frac{Kg}{m}$.

$$\rho_c = \frac{w_c}{A}$$

$$\rho_c = \frac{0,88}{0,00016}$$

$$\rho_c = 5488,8 \frac{Kg}{m^3}$$

Cálculo de la masa del cable:

$$m_c = \rho_c * V_c$$

$$m_p = 5488,8 \frac{Kg}{m^3} * 0,1717 m^3$$

$$m_p = 942,48 Kg$$

Para un cable 6 x 19 con núcleo de acero el valor del módulo de Elasticidad es de $6000 \frac{Kg}{mm^2}$ (58,8 GPa).

Cálculo de la fuerza máxima del cable hasta el arranque:

$$F_a = A_c * v * \sqrt{E} * \sqrt{\rho_c} * \sqrt{\frac{m_p}{m_c}}$$

$$F_a = 0,00016 * 3,81 * \sqrt{58800000000} * \sqrt{5488,8} * \sqrt{\frac{68,912}{942,48}}$$

$$F_a = 2967,35 N$$

Cálculo de la fuerza máxima total sobre el cable, mediante la suma de las cinco fuerzas.

$$W_{max} = W_p + W_b + W_c + F_p + F_a$$

$$W_{max} = 675,341 + 30 + 9236,3 + 101,8 + 2967,35$$

$$W_{max} = 13010,77 N$$

Cálculo de torque sobre el eje de la polea. El diámetro de la polea es de 0,4 m; por lo tanto su radio será de 0,2 m.

$$T = W_{max} * r_p$$

$$T = 13010,77 * 0,2$$

$$T = 2602,154 Nm$$

Cálculo de la carga nominal del ascenso a la carga donde se estabiliza el sistema:

$$w_{nom} = W_{max} - F_a$$

$$w_{nom} = 13010,77 - 2967,35$$

$$w_{nom} = 10043,42 N$$

Cálculo del tiempo de elevación promedio si no existe paro al elevar la carga.

$$t = \frac{e}{v}$$

$$t = \frac{1058}{3,81}$$

$$t = 277,69 seg$$

Esta carga total varia debido a que al elevar el petróleo, el cable se enrolla en el malacate y el peso del cable disminuye.

Cálculo de la tasa de disminución del peso del cable:

$$W_T = W_{nom} - \left(\frac{\Delta m}{\Delta t} * g * (t - 1) \right)$$

$$\frac{\Delta m}{\Delta t} = wc * v$$

$$\frac{\Delta m}{\Delta t} = 0,88 \frac{Kg}{m} * 3,81 \frac{m}{seg}$$

$$\frac{\Delta m}{\Delta t} = 3,3528 \frac{Kg}{seg}$$

$$W_T = 10043,42 - (3,3528 * 9,8 * (277,69 - 1))$$

$$W_T = 952,09 N$$

Cálculo del tiempo:

$$t_1 = \frac{10}{3,81}$$

$$t_1 = 2,625 \text{ seg}$$

$$t_2 = \frac{1048}{3,81}$$

$$t_2 = 275 \text{ seg}$$

$$t_3 = \frac{13}{3,81}$$

$$t_3 = 3,412 \text{ seg}$$

La figura 15 muestra la variación de la fuerza que ejerce el cable durante la extracción de petróleo.

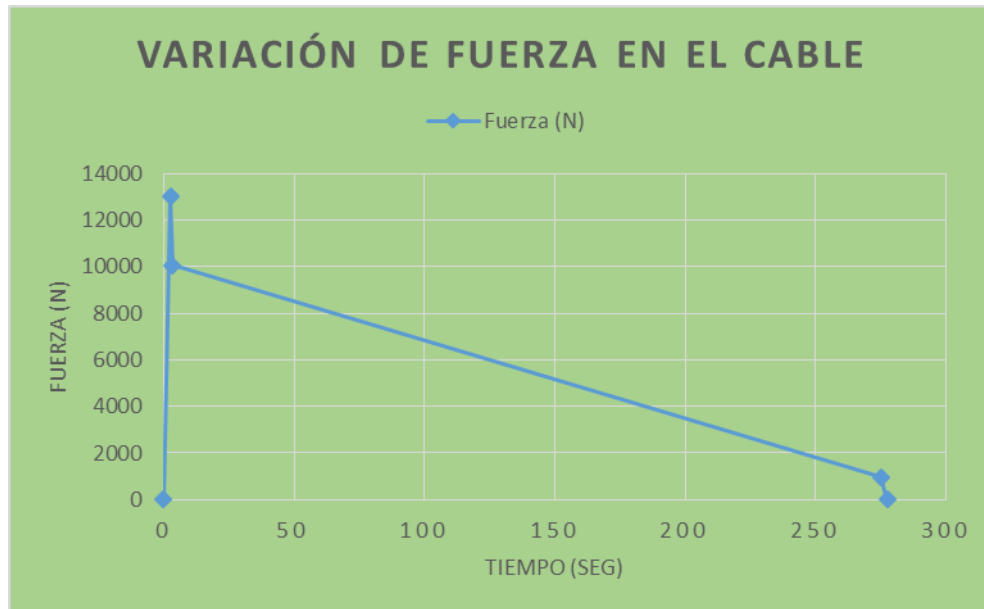


Fig. 15. Diagrama de variación de la fuerza en el cable.

Fuente: César Tomalá.

La fuerza máxima sobre el cable es el resultado de la suma de las cinco fuerzas ejercidas en el cable, el sistema se estabiliza hasta llegar a su carga nominal inicial de ascenso de la carga, la cual puede variar debido a que al elevar el petróleo el cable se enrolla en el tambor lo que produce que el peso del cable disminuya.

Es decir que la fuerza varía con el tiempo, por esta razón para el análisis de fatiga es indispensable calcular la fuerza media que se ejerce durante la elevación de la carga.

$$F_m = \frac{B_1 + B_2 + B_3}{T}$$

$$B_1 = \left[\left(\frac{(W_{max} - W_{nom}) * (t_1)}{2} \right) + (W_{nom} * t_1) \right]$$

$$B_1 = \left[\left(\frac{(13010,773 - 10043,42) * (2,625)}{2} \right) + (10043,42 * 2,625) \right]$$

$$B_1 = 30254,85 \frac{Kg * m}{seg}$$

$$B_2 = \left[\left(\frac{(W_{nom} - W_T) * (t_2)}{2} \right) + (W_T * t_2) \right]$$

$$B_2 = \left[\left(\frac{(10043,42 - 952,085) * (275)}{2} \right) + (952,085 * 275) \right]$$

$$B_2 = 1512243 \frac{Kg * m}{seg}$$

$$B_3 = \left[\left(\frac{(W_T) * (t_3)}{2} \right) \right]$$

$$B_3 = \left[\left(\frac{(952,085) * (3,412)}{2} \right) \right]$$

$$B_3 = 1624,3 \frac{Kg * m}{seg}$$

$$F_m = \frac{30254,85 + 1512243 + 1624,3}{277,69}$$

$$F_m = 5560,6 N$$

4.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS (CONFIABILIDAD DEL CABLE)

De acuerdo al manual proporcionado por el fabricante la vida útil relativa del cable varía mediante la relación D/d. Esta variación se muestra en la figura 16.



Fig. 16. Diagrama de variación de la vida útil del cable.

Fuente: Diseño de malacate, 2004.

Se tiene que el diámetro del tambor es de 0,6m y el diámetro de la polea es de 0,4 m, entonces:

$$\frac{D_t}{d_c} = \frac{0,6}{0,014288} = 42$$

Ingresando a la tabla de la figura 16 da una vida útil relativa del cable de 45; y,

$$\frac{D_t}{d_c} = \frac{0,4}{0,014288} = 28$$

Ingresando a la tabla de la figura 16 se da una vida útil relativa del cable de 21. La variación de vida útil es de 45-21= 24. Esto significa que se tiene una reducción del 24% de la vida útil, si el tiempo de vida útil proporcionado por el fabricante es de 2 años, el cable durará con este diámetro de polea y tambor 1,5 años.

Como opción para alargar el tiempo de vida útil del cable, se puede cambiar el tipo de cable por uno más flexible. La tabla 6 muestra los factores para estimar la variación de la vida útil relativa del cable, la misma que es dada por el fabricante.

Construcción	Factor	Construcción	Factor
6 x 7	0,57	6 x 37 WS	1,31
18 x 7	0,67	8 x 25 F	1,39
6 x 19 S	0,8	6 x 41 WS	1,39
6 x 21 F	0,92	6 x 43 FS	1,54
6 x 25 F	1	6 x 49 FS	1,57
6 x 31 WS	1,09		

Tabla. 6: Factor de vida útil según tipo de cable.

Fuente: Diseño de malacate, 2004.

Si anteriormente se tenía un cable de 6 x 7 y se lo cambia por uno 6 x 19 S, de la tabla 6 se tiene que el aumento en la vida útil del cable es de 0,8-0,57= 0,23; o sea del 23%. Lo que confirmará que el tiempo de vida útil del cable es de 2 años.

Análisis estático:

Este análisis determina que el cable solo se halla sometido a esfuerzos axiales. Lo primero que se debe tener en cuenta para seleccionar un cable es calcular la carga estática. Esta carga la conforman la carga muerta, fricciones en poleas y tambores, etc.

Cálculo de las pérdidas por fricción de las poleas. Para este tipo de cable se tiene un 7% de pérdidas debido a que el cable pasa por una polea. El sistema de levantamiento artificial Herramienta Local consta de 2 poleas: la primera está ubicada al frente del malacate y la segunda polea se encuentra encima de la pluma del camión.

$$W_{es} = \frac{\%}{100} * n * W_{max}$$

$$W_{es} = \frac{7}{100} * 2 * 13010,77$$

$$W_{es} = 1821,51 \text{ N}$$

Cálculo de la máxima carga estática.

$$W_{me} = W_{max} + W_{es}$$

$$W_{me} = 13010,77 + 1821,51$$

$$W_{me} = 14832,28 \text{ N}$$

El cable de acero al pasar por una polea ranurada, cada uno de los alambres y torones se deslizan produciendo algún tipo de flexión. Esta acción produce una concentración de esfuerzos, llamado esfuerzo de tensión de los alambres exteriores.

$$\sigma = \frac{E * d_w}{D_p}$$

Cálculo del diámetro del alambre:

$$d_w = 0,045 * D_c$$

$$d_w = 0,045 * 0,014288$$

$$d_w = 0,000643 \text{ m}$$

El módulo de elasticidad del área metálica para un cable de 6 x 19 de alma de acero corresponde a $60 \times 10^8 \frac{Kg}{m^2}$.

$$\sigma = \frac{60 \times 10^8 * 0,000643}{0,4}$$

$$\sigma = 9644063 \frac{Kg}{m^2}$$

Cálculo de la tensión del cable al doblarse:

$$T_c = \sigma * A_c$$

$$T_c = 9644063 * 0,00016$$

$$T_c = 1546,19 \text{ Kg}$$

De la tabla mostrada en el anexo B1, se encuentra que la resistencia mínima a la ruptura para el cable de 6 x 19 de alma de acero ardo extra mejorado es de 15,2 toneladas (13818 Kg).

Cálculo del factor de seguridad:

$$N = \frac{g * (R_c - T_c)}{W_{me}}$$

$$N = \frac{9,8 * (13818 - 1546,19)}{14832,28}$$

$$N = 8,1$$

El factor de seguridad de 8,1 correspondiente al análisis de las cargas estáticas realizadas y las fallas por fatiga realizado cumple con los requerimientos mínimos de factores de cables de acero.

De la misma forma se puede obtener el factor de seguridad a partir de la carga muerta; es decir, las estructuras de soporte, el peso de la carga y el peso mismo del cable.

$$N = \frac{g * R_c}{W_{nom}}$$

$$N = \frac{9,8 * 13818}{10043,42}$$

$$N = 13,48$$

El factor de seguridad de 13,48 cumple con los requerimientos de factores de cables de acero proporcionados por el fabricante.

Alargamiento del cable de acero:

Este alargamiento del cable de acero se puede presentar de acuerdo a dos factores:

a.- Alargamiento del cable por construcción.- Este tipo de alargamiento se lleva a cabo debido al acoplamiento de los alambres en torones, y estos a su vez en cables cuando se realiza un trabajo.

El fabricante de cable proporciona la tabla 7 que corresponde al % de longitud de alargamiento del cable.

CARGA	% Longitud del cable	
	Alma Fibra	Alma Acero
Liviana	0,25	0,125
Normal	0,5	0,25
Pesada	0,75	0,5
P con deflexiones	2	1

Tabla. 7: Alargamiento del cable por construcción.

Fuente: Diseño de malacate, 2004.

Cálculo del alargamiento del cable debido a su construcción:

De la tabla 7 se obtiene el valor del porcentaje del cable de alma de acero arado extra mejorado que corresponde a 0,125%.

$$\Delta L = \frac{\%}{100} * L$$

$$\Delta L = \frac{0,125}{100} * 1058$$

$$\Delta L = 1,32 \text{ m}$$

Cálculo del alargamiento elástico del cable debido a su carga nominal:

$$\Delta L = \frac{W_{nom} * L}{g * E * A_c}$$

$$\Delta L = \frac{10043,42 * 1058}{9,8 * 60 * 10^8 * 0,00016}$$

$$\Delta L = 1,27 \text{ m}$$

El alargamiento total del cable será de: $1,32 + 1,27 = 2,59 \text{ m}$

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- ✓ La aplicación de metodologías para determinar la correcta selección del cable de acero en operaciones de Herramienta Local (HL), ha sido innovador dado que el diseño ha permitido obtener los resultados para su optimización.
- ✓ El presente proyecto de confiabilidad del cable de acero ha permitido tener un mayor conocimiento sobre su diseño y aplicación, lo que ha conllevado al aumento de su vida útil en las operaciones del sistema de levantamiento artificial Herramienta Local (HL).
- ✓ Se pudo determinar que las causas más frecuentes que afectan las operaciones del sistema de levantamiento artificial Herramienta Local (HL) son las generadas por las fuerzas que actúan sobre el cable: el peso del petróleo a extraer, el peso de la cuchara, el peso del cable, la fuerza de fricción ejercida entre el petróleo y la cuchara.
- ✓ Se determinó que las cargas estáticas afectan al factor de seguridad del cable de acero y mediante cálculos se logró demostrar que el cable de alma de acero arado extra mejorado de 6 x 19 va a funcionar de una forma eficiente durante su tiempo de vida útil.

- ✓ La determinación del alargamiento total durante los dos años de vida útil del cable permitió obtener un valor representativamente aceptable para este tipo de operaciones.

5.2. RECOMENDACIONES

- ✓ Tomar en consideración que el cable a ser reemplazado con frecuencia debe tener una correcta lubricación para que su tiempo de vida útil sea el esperado.

- ✓ Revisar frecuentemente que tanto el tambor como las poleas estén bien lubricadas, ya que de no estarlas dificultaría la operación, disminuyendo la velocidad de operación y el tiempo de vida útil del cable.

- ✓ Si se desea reemplazar el cable de acero 6 x19 por otro tipo de cable, revisar las recomendaciones del manual de usuario del fabricante de cable, para así seleccionar en base a cálculos de confiabilidad el diseño correcto.

BIBLIOGRAFÍA

- Bunge, M. (2004). *La investigación científica. Siglo XXI*
- *Cables de Acero para la Industria Petrolera. (2011). Buenos Aires.*
- *Cable de Perforación. Universidad Nacional de Ingeniería*
- *Constitución República del Ecuador. (2008). Quito.*
- Guale, J. (2013). *Estudio para la optimización de sistemas de levantamiento artificial para la producción de petróleo en pozos de la Zona Central del campo Ancón-Provincia de Santa Elena.*
- Hernández, S. (2010). *Metodología de la Investigación. Mc Graw-Hill.*
- Helguero, C. (2004). *Diseño de un sistema para Extracción de Petróleo acoplado a un camión. Guayaquil.*
- *Ley de Hidrocarburos. Quito.*
- *Norma API RP 9b. (2015).*
- *Pacifpetrol S.A. Departamento de producción.*
- Cortegana, O. *Programa de Adiestramiento. ESP OIL Engineering Consultants.*
- *Wire co. Manual de Usuario de cables. Kansas: Union.*
- *Wireline Operations. (2012). NORSOK Standard D-010.*
- Zambrano, J. (2004). *Diseño del Malacate de una Grúa para la Extracción de Petróleo. Guayaquil.*

ANEXO A1
DIÁMETRO DEL CABLE DE ACERO

Diameter (in.)	Fiber Core			IWRC			
	Approx. wt./ft. (lbs.)	Nominal Strength (Tons of 2,000 lbs.)		Approx. wt./ft. (lbs.)	Nominal Strength (Tons of 2,000 lbs.)		
		IPS	XIP®		IPS	XIP®	XXIP®
3/16	0.059	1.55	1.71				
1/4	0.105	2.74	3.02	0.116	2.94	3.40	
5/16	0.164	4.26	4.69	0.18	4.58	5.27	
3/8	0.236	6.10	6.72	0.26	6.56	7.55	8.30
7/16	0.32	8.27	9.10	0.35	8.89	10.2	11.2
1/2	0.42	10.7	11.8	0.46	11.5	13.3	14.6
9/16	0.53	13.5	14.9	0.59	14.5	16.8	18.5
5/8	0.66	16.7	18.3	0.72	17.9	20.6	22.7
3/4	0.95	23.8	26.2	1.04	25.6	29.4	32.4
7/8	1.29	32.2	35.4	1.42	34.6	39.8	43.8
1	1.68	41.8	46.0	1.85	44.9	51.7	56.9
1-1/8	2.13	52.6	57.8	2.34	56.5	65.0	71.5
1-1/4	2.63	64.6	71.1	2.89	69.4	79.9	87.9
1-3/8	3.18	77.7	85.5	3.50	83.5	96.0	106.0
1-1/2	3.78	92.0	101.0	4.16	98.9	114.0	125.0
1-5/8	4.44	107.0	118.0	4.88	115.0	132.0	146.0
1-3/4	5.15	124.0	137.0	5.67	133.0	153.0	169.0
1-7/8	5.91	141.0	156.0	6.50	152.0	174.0	192.0
2	6.72	160.0	176.0	7.39	172.0	198.0	217.0
2-1/8	7.59	179.0	197.0	8.35	192.0	221.0	244.0
2-1/4	8.51	200.0	220.0	9.36	215.0	247.0	272.0
2-3/8				10.4	239.0	274.0	
2-1/2				11.6	262.0	302.0	
2-5/8				12.8	288.0	331.0	
2-3/4				14.0	314.0	361.0	
2-7/8				15.3	341.0	392.0	
3				16.6	370.0	425.0	
3-1/8				18.0	399.0	458.0	
3-1/4				19.5	429.0	492.0	
3-3/8				21.0	459.0	529.0	
3-1/2				22.7	491.0	564.0	
3-5/8				24.3	523.0	602.0	
3-3/4				26.0	557.0	641.0	
3-7/8				27.7	591.0	680.0	
4				29.6	627.0	720.0	
4-1/8				31.7	658.0	757.0	
4-1/4				33.3	694.0	799.0	
4-3/8				35.4	734.0	844.0	

ANEXO B1
CARACTERÍSTICAS DEL CABLE 6 x 19

Diámetro		Alma de Acero (IWRC)			Alma de Fibra (FC)	
mm.	plg.	Peso Kg/mts.	Resistencia Ruptura en toneladas		Peso Kg/mts.	Resistencia Ruptura en toneladas IPS *
			IPS *	EIPS *		
6.35	1/4	0.17	2.67	3.08	0.16	2.49
7.93	5/16	0.27	4.16	4.78	0.24	3.86
9.52	3/8	0.39	5.95	6.85	0.35	5.53
11.11	7/16	0.52	8.07	9.25	0.48	7.50
12.70	1/2	0.68	10.40	12.10	0.63	9.71
14.28	9/16	0.88	13.20	15.20	0.79	12.20
15.87	5/8	1.07	16.20	18.70	0.98	15.10
19.05	3/4	1.55	23.20	26.70	1.41	21.60
22.22	7/8	2.11	31.40	36.10	1.92	29.20
25.40	1	2.75	40.70	46.90	2.50	37.90
28.57	1-1/8	3.48	51.30	59.00	3.17	47.70
31.75	1-1/4	4.30	63.00	72.50	3.91	58.60
34.92	1-3/8	5.21	75.70	87.10	4.73	70.50
38.10	1-1/2	6.19	89.70	103.00	5.63	83.50
41.27	1-5/8	7.26	104.00	120.00	6.61	97.10
44.45	1-3/4	8.44	121.00	139.00	7.66	112.00
47.62	1-7/8	9.67	138.00	158.00	8.80	128.00
50.80	2	11.00	156.00	180.00	10.00	145.00
53.97	2-1/8	12.40	174.00	200.00	11.30	162.00
57.15	2-1/4	13.90	195.00	224.00	12.70	181.00
60.32	2-3/8	15.50	217.00	249.00	14.10	201.00
63.50	2-1/2	17.30	238.00	274.00	15.60	221.00
66.67	2-5/8	19.00	261.00	299.00	17.30	243.00
69.85	2-3/4	20.80	285.00	333.00	18.90	265.00
73.02	2-7/8	22.80	309.00	361.00	20.70	287.00
76.20	3	24.70	336.00	389.00	22.50	312.00
79.37	3-1/8	26.80	362.00	417.00	24.40	336.00
82.55	3-1/4	29.00	389.00	447.00	26.30	362.00
85.72	3-3/8	31.30	416.00	487.00		
88.90	3-1/2	33.80	445.00	519.00		
92.07	3-5/8	36.20	458.00	528.00		
95.25	3-3/4	38.70	505.00	585.00		
101.6	4	44.05	569.00	665.00		