



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

TEMA:

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DE MÉTODO QUÍMICO CON PÍLDORAS EXOTÉRMICAS, PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN LOS POZOS DE PETRÓLEO, DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

MANUEL RONALDO RODRÍGUEZ ROSALES

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETROLEOS

TEMA:

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DE
MÉTODO QUÍMICO CON PÍLDORAS EXOTÉRMICAS, PARA EL
CONTROL DE PARAFINAS EN LOS POZOS DE PETRÓLEO DEL
CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

MANUEL RONALDO RODRÍGUEZ ROSALES

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



ING. MARLELIS GUTIÉRREZ H, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA



ING. CARLOS MALAVÉ CARRERA, MSc.
DOCENTE TUTOR



LIC. ERICA LORENZO GARCÍA, PhD.
DOCENTE ESPECIALISTA



ING. CARLOS PORTILLA LAZO, MSc.
DOCENTE GUIA DE LA UIC



ING. DAVID VEGA GONZÁLEZ
SECRETARIO DE TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios ya que sin él no podría haberlo logrado, a mis padres por ser los pilares fundamentales en mi formación académica, a mi esposa e hijo por su apoyo incondicional en todo este tiempo, hermanos y amistades por su contribución para cumplir este objetivo personal.

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Manuel Ronaldo Rodríguez Rosales-, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Estudio de factibilidad en la implementación de método químico con píldoras exotérmicas, para el control de parafinas en pozos de petróleo, del campo Gustavo Galindo Velasco”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes 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,



MANUEL RONALDO RODRIGUEZ ROSALES

Autor de Tesis

C.I. 240002771-6

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **Estudio de factibilidad en la implementación de método químico con píldoras exotérmicas, para el control de parafinas en pozos de petróleo, del campo Gustavo Galindo Velasco**, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr. Manuel Ronaldo Rodríguez Rosales, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA MSc.

TUTOR

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema Estudio de factibilidad en la implementación de método químico con píldoras exotérmicas, para el control de parafinas en los pozos de petróleo, del campo Gustavo Galindo Velasco, elaborado por el estudiante Manuel Ronaldo Rodríguez Rosales, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 3% de la valoración permitida.

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	Biblioteca UNIVERSIDAD ESTADAL REVOLUCION DE MAYO ELENIA FACULTAD DE CI... https://biblioteca.universidadrevoluciondemayo.edu.ec/... Mostrar la fuente secundaria	1%		Fecha de ingreso: 19/11/2023

Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera, MSc.

C.I.: 091237009

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Certificación de Gramatólogo

Lic. ALEXI JAVIER HERRERA REYES

Magíster En Diseño Y Evaluación

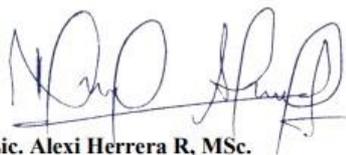
De Modelos Educativos

La Libertad, febrero 15 del 2023.

Certifica:

Que después de revisar el contenido del trabajo de titulación en opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS** de: **RODRÍGUEZ ROSALES MANUEL RONALDO**, cuyo tema es: **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA APLICACIÓN DE MÉTODO ANTIPARAFÍNICO CON PÍLDORAS EXOTÉRMICAS EN POZOS DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”**, me permito declarar que el trabajo investigativo se encuentra idóneo y puede ser expuesto ante el jurado respectivo para la defensa del tema en mención.

Es todo cuanto puedo manifestar en honor a la verdad.



Lic. Alexi Herrera R, MSc.

Docente de Español A: Literatura

Cel: 0962989420

e-mail: alexiherrerareyes@hotmail.com



AGRADECIMIENTO

A Dios por las bendiciones que me regala y el logro que me permite disfrutar. A mis padres Manuel Rodríguez y Rosa Rosales por ser mis guías, mi pilar fundamental y por su apoyo incondicional en mi formación académica.

A mi esposa Cindy Salinas y mi hijo Dylan Rodríguez por ser el motor que impulsa mis sueños y la búsqueda de mis metas. A mis hermanos José, Karen y Kristel Rodríguez, a mis suegros y amistades, que de una u otra forma ayudaron en todo el tiempo de mi carrera universitaria.

Al Ing. Cristhian Sánchez Rodríguez e Ing. César Jara Cobos, de la empresa Pacifpetrol S.A., por su tiempo y predisposición en el desarrollo de mi tesis, con la ayuda de información y muestras, que fueron determinantes en la culminación de mi trabajo.

Al Ing. Ángel Jácome, por ser un guía fundamental en este proceso de titulación, por sus conocimientos compartidos, realización de ensayos y el tiempo brindado para este proyecto. Al Laboratorio TechBioDeg Ltda. por las facilidades de sus instalaciones para el desarrollo de los ensayos.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, a la carrera de Ingeniería en Petróleos, a mi Tutor el Ing. Carlos Malavé Carrera y docentes que me ayudaron a mi formación académica.

CONTENIDO

	Pág.
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	iv
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	v
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	vi
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	vii
AGRADECIMIENTO	viii
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS	xiv
RESUMEN	xvi
ABSTRACT	xvii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2. ANTEDECENTES	3
1.3. HIPÓTESIS	6
1.4. OBJETIVOS	7
1.4.1. Objetivo General.	7
1.4.2. Objetivos Específicos.	7
1.5. JUSTIFICACIÓN	8
1.6. ALCANCE	9
1.7. VARIABLES	9
1.7.1. Variables Dependientes.	9
1.7.2. Variables Independientes.....	9
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	10
2.1. CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO	10
2.1.1. Ubicación Geográfica.	11
2.1.2. División del campo.....	12
2.1.3. Geología del Campo.	13

2.1.4. Estratigrafía y sedimentología.....	15
2.1.5. Principales Formaciones.....	16
2.2. CRUDO ANCÓN.....	18
2.2.1. Principales características crudo Ancón.....	18
2.2.2. Mecanismos de levantamiento artificial.....	20
2.3. PARAFINA.....	20
2.3.1. Definición de Parafina.....	20
2.3.2. Tipos de parafina.....	21
2.3.3. Propiedades de las parafinas.....	23
2.3.4. Pruebas de caracterización de parafina.....	24
2.3.5. Precipitación de parafina.....	26
2.3.6. Factores que contribuyen a la precipitación de Parafinas.....	27
2.3.7. Mecanismos de depositación de parafinas.....	29
2.3.8. Problemas ocasionados por la depositación de parafinas.....	30
2.4. ASFALTENOS.....	31
2.4.1. Definición de asfaltenos.....	31
2.4.2. Precipitación y depositación de asfaltenos.....	32
2.4.3. Mecanismo de deposición de asfaltenos.....	33
2.4.4. Factores que causan la precipitación de los asfaltenos.....	35
2.4.5. Problemas causados por la deposición de asfaltenos.....	36
2.5. MÉTODOS PARA EL CONTROL DE DEPÓSITOS.....	37
2.5.1. Métodos de Prevención.....	37
2.5.2. Métodos de Eliminación.....	37
2.5.3. Método químico.....	39
2.6. MÉTODO QUÍMICO CON PÍLDORA EXOTÉRMICA.....	42
2.6.1. Principios del método.....	43
2.6.2. Normas técnicas y procedimientos experimentales.....	48
2.6.3. Componentes de píldora exotérmica.....	49
2.6.4. Definiciones básicas en aplicación de método antiparafínico.....	51
2.6.5. Herramientas en aplicación de método antiparafínico.....	54
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	57
3.1. DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	57
3.1.1. Tipo de investigación.....	57

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA	57
3.2.1. Población.....	57
3.2.2. Muestra.....	61
3.3. INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN.....	62
3.3.1. Ensayos de Laboratorio.....	62
3.4. PROCESO DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	70
3.4.1. Análisis de características pozos seleccionados.....	70
3.4.2. Cálculo de volúmenes de tratamiento de píldora exotérmica propuesto.....	81
3.5. ESTUDIO ECONÓMICO	84
3.5.1. Valor actual neto (VAN).....	84
3.5.2. Tasa interna de retorno (TIR).....	85
3.5.3. Relación beneficio - costo (RCB).....	85
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	86
4.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	86
4.1.1. Ensayo A: Determinación del contenido de parafinas.....	86
Al ser pozos productores de la misma arena Atlanta, tienden a presentar depósitos en la cara de la formación, los cuales los hacen candidatos idóneos al tratamiento, siendo el pozo ANCC020 el que más porcentaje posee 63% de saturados.....	87
4.1.2. Ensayo B: Ensayo de punto de nube.....	87
4.1.3. Ensayo C: Ensayo cualitativo de dispersión de parafina.....	88
4.1.4. Propuesta de productos y dosificación de preflujo, tratamiento exotérmico y Postflujo lavador.....	90
4.1.5. Propuesta de aplicación de servicio.....	93
4.1.6. Análisis Económico.....	93
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	98
5.1. CONCLUSIONES.....	98
5.2. RECOMENDACIONES	99
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	100
ANEXOS.....	108

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación Bloque Ancón “Campo Gustavo Galindo Velasco” (Sabando, 2018).....	11
Figura 2. División del campo Gustavo Galindo Velasco (Pacifpetrol, 2012).	12
Figura 3. Mapa Geológico Campo Gustavo Galindo Velasco (Pacifpetrol, 2012).	14
Figura 4. Campo Ancón Columna Litoestratigráfica (Pacifpetrol, 2012).	15
Figura 5. Envoltente de Precipitación de parafina (Ariza, 2008).	25
Figura 6. Representación precipitación, floculación y depositación de asfaltenos (Rincón y otros, 2011).....	33
Figura 7. Representación del punto que ocupa cada solvente en el triángulo de Teas (Barros, 2008).....	45
Figura 8. Representación de las zonas que cubren las solubilidades de distintos tipos de resinas en el triángulo de Teas (Sánchez y Jácome, 2017).....	45
Figura 9. Procedimiento Ensayo Punto de nube.....	65
Figura 10. Resultados Ensayo Punto de nube.....	65
Figura 11. Procedimiento Ensayo de dispersión de parafina.....	66
Figura 12. Resultados Ensayo de dispersión de parafina.	67
Figura 13. Completación del Pozo ANC1213 (Pacifpetrol, 2022).....	71
Figura 14. Análisis Declinación Gasto acumulado Pozo ANC1213 (Pacifpetrol, 2022).	72
Figura 15. Completación del Pozo ANC-1236 (Pacifpetrol, 2022).	73
Figura 16. Análisis Declinación Gasto acumulado Pozo ANC-1236 (Pacifpetrol, 2022).	74
Figura 17. Completación del Pozo ANC-C020 (Pacifpetrol, 2022).....	75
Figura 18. Análisis Declinación Gasto acumulado Pozo ANC-C020 (Pacifpetrol, 2022).	76
Figura 19. Completación del Pozo ANC-0093 (Pacifpetrol, 2022).	77
Figura 20. Análisis Declinación Gasto acumulado Pozo ANC-0093 (Pacifpetrol, 2022).	78
Figura 21. Completación del Pozo ANC-1639 (Pacifpetrol, 2022).	79

Figura 22. Análisis Declinación Gasto acumulado Pozo ANC-1639 (Pacifpetrol, 2022).	80
Figura 23. Evaluación de dispersante de parafina a diferentes concentraciones.....	87
Figura 24. Gráfica resultante de concentración dispersante	88
Figura 25. Análisis de resultados Ensayo de dispersión de parafina.....	89
Figura 26. Resultados de Tratamiento con píldora exotérmica	90
Figura 27. Distribución de los resultados Análisis Económico.....	96

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Coordenadas UTM y Coordenadas Geográficas (Sabando, 2018).....	12
Tabla 2. Distribución de secciones por zonas del campo Gustavo Galindo Velasco (Jara, 2015).....	13
Tabla 3. Diferencias entre las ceras parafínicas y las ceras microcristalinas (Restrepo y Garza, 2006).	23
Tabla 4. Principales Métodos para tratar problemas de parafina (Naquiche, 2021).	38
Tabla 5. Métodos no convencionales para prevenir problemas de parafina (Naquiche, 2021).....	39
Tabla 6. Energía de enlace C-H y C-C de parafinas y olefinas ligeras (Realpe y otros, 2009).....	47
Tabla 7. Valores de S y condiciones del pozo (Restrepo y Garza, 2006).	52
Tabla 8. Población de estudio (Pacifpetrol, 2022).....	58
Tabla 9. Muestra de Estudio en base al método con píldoras exotérmicas.	62
Tabla 10. Resultados del contenido de parafinas en muestras de pozos.	64
Tabla 11. Temperatura y Punto de Fusión (Norma NTE INEN 2903).....	67
Tabla 12. Resultados de ensayos de dispersión de parafinas pozo ANC1213.	68
Tabla 13. Resultados de ensayos de dispersión de parafinas pozo ANC1236.	68
Tabla 14. Resultados de ensayos de dispersión de parafinas pozo ANCC020.....	68
Tabla 15. Resultados de ensayos de dispersión de parafinas pozo ANC0093.	69
Tabla 16. Resultados de ensayos de dispersión de parafinas pozo ANC1639.	69
Tabla 17. Temperaturas de fusión alcanzadas con píldoras exotérmicas.	69
Tabla 18. Valor Agregado Neto VAN.....	85
Tabla 19. Tasa Interna de Retorno TIR.....	85
Tabla 20. Relación Costo Beneficio RCB.....	85
Tabla 21. Análisis de resultados del contenido de parafinas en muestras de crudo de los pozos.....	86
Tabla 22. Resultados de porcentaje de Dispersante.	87
Tabla 23. Resultados de punto de fusión de las muestras de parafina.....	88

Tabla 24. Dosificación de preflujo	91
Tabla 25. Tratamiento exotérmico Pozo ANC-1213.....	91
Tabla 26. Tratamiento exotérmico Pozo ANC-1236.....	91
Tabla 27. Tratamiento exotérmico Pozo ANC-C020	91
Tabla 28. Tratamiento exotérmico Pozo ANC-0093.....	92
Tabla 29. Tratamiento exotérmico Pozo ANC-1639.....	92
Tabla 30. Postflujo Lavador	92
Tabla 31. Volumen Postflujo lavador propuesto	92
Tabla 32. Costo Materiales y Servicios	94
Tabla 33. Costo de químicos	94
Tabla 34. Costo Total de la Propuesta.....	95
Tabla 35. Incremento en Producción de Pozos.....	95
Tabla 36. Resultado Análisis Económico.....	95

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DE MÉTODO QUÍMICO CON PÍLDORAS EXOTÉRMICAS, PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN LOS POZOS DE PETRÓLEO, DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO”

Autor: Rodríguez Rosales Manuel Ronaldo

Tutor: Ing. Malavé Carrera Carlos Alfredo, MSc.

RESUMEN

La presente investigación tiene como objetivo principal determinar, la factibilidad técnica y económica en aplicación de método antiparafínico con píldora exotérmica, por medio de ensayos y pruebas a nivel de laboratorio, para lograr dispersar muestras de parafina de pozos de petróleo, del campo Gustavo Galindo Velasco; puesto se ha detectado la acumulación de depósitos de parafina en un 15 a 30 % presentes en la cara de la formación, de los pozos productores de petróleo. Para lo cual se realizó una investigación de diseño experimental, de corte transversal y de enfoque cuali – cuantitativo a muestras recolectadas de 5 pozos a través de equipo de Pulling del departamento de producción de la empresa Pacifpetrol S.A., cuyos resultados demostraron el porcentaje de parafina mayor al 50%, el punto de fusión de 200°F en promedio, la dispersión total 100% de la muestra de parafina, el incremento de la temperatura a 215°F con la reacción exotérmica, concluyendo así la viabilidad del método antiparafínico con píldora exotérmica en los pozos seleccionados.

PALABRAS CLAVE: *Estudio factibilidad, método antiparafínico, píldoras exotérmicas, campo Gustavo Galindo Velasco, punto de fusión.*

**“FEASIBILITY STUDY ON THE IMPLEMENTATION OF AN
EXOTHERMIC PILL CHEMICAL METHOD, FOR THE
CONTROL OF PARAFFINS IN THE OILS WELLS, OF THE
GUSTAVO GALINDO VELASCO FIELD”**

Autor: Rodríguez Rosales Manuel Ronaldo

Tutor: Ing. Malavé Carrera Carlos Alfredo, MSc.

ABSTRACT

The main objective of this research is to determine the technical and economic feasibility of applying an antiparaffinic method with an exothermic pill, by means of tests and trials at laboratory level, to disperse kerosene samples from oil wells in the Gustavo Galindo Velasco field; since the accumulation of kerosene deposits has been detected in 15 to 30 % present on the face of the formation of oil-producing wells. For which an investigation of experimental design, cross-sectional and quali-quantitative approach to samples collected from 5 wells through Pulling equipment of the production department of the company Pacifpetrol S.A. was carried out, whose results showed the percentage of kerosene greater than 50%, the melting point of 200°F on average, the total dispersion 100% of the kerosene sample, the increase of the temperature to 215°F with the exothermic reaction, thus concluding the validity of the anti-paraffin method with exothermic pill in the selected wells.

KEYWORDS: *Feasibility study, antiparaffinic method, exothermic pills, Gustavo Galindo Velasco field, melting point*

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La acumulación de depósitos de parafina en la cara de la formación de pozos productores de petróleo es uno de los problemas de producción más considerables en el campo Gustavo Galindo Velasco (CGGV), los hidrocarburos saturados producidos en este, son de alto componente parafínico mayor al 50% (datos de cromatografía líquida de pozos que producen crudos parafínicos del campo); en general se caracterizan por estar constituidos principalmente por la fracción de hidrocarburos saturados en un porcentaje que varía entre 52 a 63 %, seguido de la fracción aromática en un porcentaje que varía en un 28 a 40 % y finalmente las resinas y asfaltenos que varía del 9 al 16 % (Hidalgo y Vitores, 2014).

Al iniciar la producción en los pozos parafínicos del CGGV, el crudo es llevado hasta la superficie, donde los hidrocarburos sufren fenómenos físicos, químicos y termodinámicos en el periodo productiva, donde aparece el inicio del proceso de cristalización por la disminución de la temperatura, debido a la interrupción del equilibrio entre el yacimiento hacia la superficie, con diversos cambios de fases como de líquido a sólido o a gas; esto provoca que sus compuestos orgánicos, entre ellas las parafinas que poseen un nivel alto de peso molecular, oscilen entre 320 y 800, llegando a ser insolubles en el petróleo, lo que produce segregación, precipitación y deposición de la misma entre un 15 a 30 % en la cara de la formación de los pozos, generando así, obstrucción del paso del crudo al restringir el flujo normal, disminuir los volúmenes de producción, y el rendimiento de equipos e instrumentos, adicional a los altos costos operacionales que implica la limpieza permanente de los pozos, que se convierte en tiempos no productivos (Ariza, 2008).

Estos problemas de precipitación tienen mayor incidencia en los crudos livianos de los pozos pertenecientes a la sección Norte y central, que son productores de la arena Atlanta, los pozos ANC-1213, ANC-1236, ANC-C020, ANC-0093 y ANC-1639, puesto que son

yacimientos que poseen una presión más alta al punto de burbujeo y los cuales fueron seleccionados por presentar en su histórico de producción presencia de parafina, causando la declinación en su producción.

Los factores de mayor influencia en la deposición de parafinas en estos pozos son la presión y temperatura, debido a su larga vida productiva los pozos de este campo poseen: una declinación de presión, desde un punto de presión mayor al punto de burbuja, los livianos se expanden relativamente más que los componentes pesados. Durante la despresurización cuando los compuestos livianos se volatilizan y separan del crudo, se genera una disminución en el volumen molar de los mismos, lo que a su vez se traduce en una reducción de los alcanos del crudo, equivalente a un descenso en la densidad del flujo por la separación de las cadenas más livianas y los agregados de resina de la fase líquida; lo que genera una reducción en la solubilidad de los asfaltenos al favorecer su precipitación; por otra parte, un descenso en la temperatura precipita a las parafinas que atrapan diversos asfaltenos durante su solidificación, e indirectamente provocan que estos también se precipiten (Moreno y Niño, 2018).

Actualmente, existen algunas técnicas de limpieza de parafina que no son suficientes para ser aplicadas en el campo, por lo que se recurre a tratamientos químicos que previenen la precipitación de compuestos orgánicos que fueron diseñados específicamente para un pozo, con el propósito de mantener dispersos los depósitos orgánicos aglomerados; siendo una de las técnicas de dispersión de las parafinas es mediante el uso de píldoras exotérmicas, los cuales al entrar en contacto generan una reacción exotérmica que incrementa la temperatura del depósito facilitando la dispersión de las parafinas de las paredes y el fondo del pozo (Sánchez y Jácome, 2017).

Además, se produce una reacción exotérmica en el lugar del depósito de parafina que lo funde y como un producto de la reacción dispersa la parafina, limpiando el depósito y previniendo la formación de nuevos depósitos de parafinas incluso después de que el calor se ha disipado (Techbiodeg Cía. Ltda., 2015). Este tratamiento es un método que evita la producción dispersa al lograr diferir los depósitos de las parafinas en la arena, lo que disminuye los costos operativos y permite una operación adecuada en el campo.

1.2. ANTEDECENTES

Amaya et al. (2012), realizaron una investigación donde se utilizó el método anti parafínico al seguir el siguiente proceso: se aplicó un tratamiento químico en un pozo piloto de Colombia, para controlar la precipitación y prevenir la depositación de parafinas en la tubería de producción, iniciando con un desarrollo previo en laboratorio, donde redujo el punto de cristalización. La metodología de diseño experimental aplicada, inicio con selección del pozo piloto Col-75, al cual se le aplicó el tratamiento químico con diversas dosis, se monitorearon el comportamiento de producción y se tomaron muestras del petróleo crudo antes y después del empleo de las pruebas de control de parafinas.

Los resultados mostraron que cuatro aditivos: “un dispersante (4%), solvente (86%), solvente mutual (8%) y un surfactante (2%), disminuyen el punto de cristalización desde 71,6 °F (22 °C) hasta 67,3 °F (19,6 °C), y retardando la cristalización de las parafinas hasta 6%, con una producción constante en 25 BPD (barriles por día) siendo efectivo durante el tratamiento” (Amaya et al., 2012). Considerando que el tratamiento tuvo como objetivo limpiar y prevenir la acumulación de la parafina y no en estimular la formación; además, el tratamiento fue una alternativa viable económicamente que puede implementarse en territorio para reducir los costos operativos anuales 81,2% al evitar paradas en la producción.

Ahn et al. (2005), realizaron investigación de laboratorio considerando los efectos de las emulsiones mediante la adición de tensioactivos a la formación y depósitos de parafinas; al relacionar las propiedades de surfactante agregado y las características de la emulsión con su tendencia a la deposición de cera de parafina, donde se incluyeron dos series de tensioactivos no iónicos comerciales; Producto Tritón X (fenoles etoxilados) y Twen (sorbitán); este método de emulsificación puede inhibir selectivamente la deposición de componentes de parafina de mayor peso molecular, si se diseñan correctamente, se pueden reducir la cantidad total de cera que se deposita, además de dejar una cera más suave en lugar de no realizar ningún tratamiento químico; los resultados del estudio indicaron que agregar surfactantes para promover la emulsificación para reducir la tendencia a la deposición de parafina, la cera que se deposita a partir de una emulsión es más blanda (peso molecular medio más bajo) que la cera que se deposita en ausencia de cualquier producto químico.

Sánchez y Jácome (2017), en la investigación que contó con el aval de la empresa de servicios petroleros CPVEN, consistió en realizar la aplicación de una reacción exotérmica para el tratamiento dispersante de parafinas en el pozo, donde se realizó una limpieza de parafinas a través de un bombeo dispersante. La metodología evalúa la muestra de escala, identifica el nivel de fluido en el pozo y realiza su respectivo sistema swab o pistoneo, al bombear JP-1 o Diésel en un volumen de 420 bbl para limpiar los residuos de hidrocarburos presentes en la formación; para lo cual se realizó ensayos en laboratorio con muestra de parafina, donde la reacción de dilución y dispersión de la parafina fue inmediata con un tiempo máximo de residencia en el fondo del pozo de 30 minutos, con una estimación de llegada hasta los 175 °F, lo que representa 15° F más de la temperatura de fusión de la parafina de muestra. Se propuso bombear 420 gal del “tratamiento exotérmico” para la limpieza de parafina, dado la baja presión de formación (600 a 800 psi) que posibilita la admisión del fluido de tratamiento exotérmico por parte del pozo, sin poder cubrir los punzados superiores abiertos (3250 – 4065 ft), cumpliendo con el objetivo de limpieza, al iniciar el proceso de reversar los fluidos a superficie con el tratamiento con parafina dispersa, para verificar se mueve los retornos en superficie, observándose sólidos en todo el fluido en suspensión.

Suescún y Betancourt (2013), estudiaron un método termoquímico que consiste en aprovechar el calor liberado por la reacción exotérmica entre el nitrato de sodio y el cloruro de amonio para fundir la parafina depositada y recuperar la capacidad del flujo original del pozo, para controlar la ocurrencia de la reacción se aplicó el concepto de dispersión axial en un reactor tubular. Se realizaron pruebas de laboratorio de fluidos en la sede Guatiguará para comprobar la capacidad que tiene la reacción al alcanzar temperaturas superiores al punto de fusión de la parafina y su dependencia de pH de la solución, por eso se propuso el uso del catalizar de ácido acético en la reacción y se controla su comportamiento prediciendo la dispersión que este sufre mientras se desplazan los reactivos a lo largo de la completación.

Giraldo y Peláez (2017), en su estudio realizaron una evaluación económica y técnica a un total de 10 pozos en Colombia en el Campo Rio Ceibas, para inhibir asfáltenos, por medio del uso de procedimiento químico, el método aplicado fue la elección de los pozos, empezando por la adquisición de información, analizar y distribuir, a través del programa

de simulación PROSPER se efectuó un análisis Nodal, brindando resultados como curvas IPR que presentan daño, otras sin daño de formación y curvas con daño que pueda ser tratados mediante la inhibición; se propuso la evaluación de 2 procesos químicos, con varias concentraciones de aditivo de 1000, 1500 y 2000 ppm, el proceso 1 alcanzó un factor de recobro de 18.2% con 1000 ppm, y el proceso 2 presentó un componente de recobro de 17.7% con una concentración de 2000 ppm, logrando determinar que el tratamiento 1 es más eficiente, al utilizar una menor concentración con un mayor factor de recobro; como resultado el uso de inhibición química de depósitos inorgánicos en los pozos 1, 8 y 10 es técnicamente viable debido al incremento en los volúmenes de petróleo producido en cada pozo.

Candelo y Carvajal (2010), realizaron un análisis comparativo de diferentes tratamientos antiparafínicos en el Campo Colorado, en este trabajo se aplicó el software Paraffin Solver donde se obtuvo datos del pozo Col-25, siendo la metodología química la opción aplicable para la depositación de parafina en la cara de la formación, detectar precipitados en el campo de estudio es muy remoto ya que la presión se encuentra por debajo de su presión de burbuja. Se busca solucionar la precipitación de orgánicos con estudios de laboratorio determinando la concentración idónea de químicos a utilizar, el estudio recomienda el incremento en los volúmenes de tratamiento con aditivos en 2.5 galones/mes, durante un año que se aplicaría la estimulación, comprobando y determinando la dosis de aditivos que el campo necesita, dependiendo de los índices de la producción que se presenten, se evalúa la producción con el costo-beneficio para cada cantidad aplicada. Por medio de los ensayos de laboratorio se comprobó que es posible evitar la deposición de parafina en un 90% con este tratamiento, recuperando la producción mayor a 3%, también se determinó que el porcentaje de producción de crudo es superior al anterior producido con otros métodos, y se concluyó que el proyecto es rentable para su aplicación en campo.

Ochoa et al. (2011), en su trabajo de evaluación de método para resolver problemas de depósitos parafínicos, se obtuvo la efectividad en la aplicación de aditivos químicos, se evaluó a grado de laboratorio del proceso químico propuesto compuesto por un dispersante ya que este impide que la parafina se aglomere; un surfactante conocido como detergentes que actúa como desestabilizador o previene la creación de emulsiones; el uso de solventes que permite la disolución de los cristales de parafina esto causado por la

variación de temperatura o precipitación por pérdida de gases; y un solvente mutual que ayuda a mejorar la solubilidad entre los compuestos químicos utilizados. Las propiedades del crudo como el punto de nube, el punto de fluidez y comportamiento reológico fueron evaluados para establecer que el procedimiento químico propuesto sea efectivo, siendo este compatible con la arena productora y con los fluidos de formación. A partir de muestras de crudo con un 2% en peso de parafina, un comportamiento reológico que se asemeja a un crudo sin presencia de parafina y una cantidad de la formulación de 12 (en una proporción de 10 partes de crudo por una parte de formulación), se adquirió una reducción sobre el punto de nube que representó el 62,12%.

Rodríguez y Castañeda (2001), efectuaron estudio de fenómenos de cristalización de parafinas, usaron muestras de crudos parafínicos parecidos al campo de estudio, donde el objetivo principal es establecer que componentes químicos potencian la precipitación de parafinas, se observó que se generan depósitos de mayor dureza cuando estas precipitan con asfaltenos ya que frenan la cristalización de las ceras parafínicas. Los crudos fueron sometidos a pruebas con un simulador de gran diámetro, para observar el tamaño, forma del cristal y el porcentaje de parafina adherida en las paredes, con el manejo de diferentes velocidades de enfriamiento, resultando entre el 20 y 56% del porcentaje de parafina depositada, principalmente en la fluidez del crudo y las ceras contenidas, en función a una mayor velocidad de enfriamiento, también se probó que los crudos con la mayor presencia de asfaltenos fueron los depósitos más sólidos.

1.3. HIPÓTESIS

Con los ensayos a nivel de laboratorio de dispersión de parafinas con pílora exotérmica mediante el uso de Norma NTE INEN 2903, se logra la dispersión e inhibición de la muestra de parafina en un 90%, consiguiendo fundirla debido a altas temperaturas como producto de la reacción exotérmica, superando el punto de fusión de las muestras ensayada, quedando estas dispersas en un medio oleoso.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General.

- Determinar la factibilidad en aplicación de método antiparafínico con píldora exotérmica, por medio de ensayos y pruebas a nivel de laboratorio, para lograr dispersar muestras de parafina de pozos de petróleo, del campo Gustavo Galindo Velasco.

1.4.2. Objetivos Específicos.

- Interpretar data y condiciones de operación de pozos productores de crudo parafínico del bloque 2 Gustavo Galindo Velasco, mediante análisis de matriz estadística, para la selección de pozos candidatos.
- Recolectar muestras de crudo de 5 pozos seleccionados para realizar ensayo de laboratorio de determinación del contenido de parafinas (Norma ASTM D 3279).
- Realizar el ensayo de laboratorio de punto de nube y ensayo cualitativo de dispersión de parafina mediante el uso de Norma NTE INEN 2903, con muestras de parafina obtenidas de los 5 pozos candidatos.
- Elaborar una propuesta metodológica para la aplicación de tratamiento en los pozos seleccionados que asegure la viabilidad del tratamiento.
- Realizar el análisis costo - beneficio del método químico con píldoras exotérmicas, para determinar la rentabilidad de este tratamiento anti parafínico en campo.

1.5. JUSTIFICACIÓN

Durante el proceso productivo de hidrocarburos del campo de estudio, existe la acumulación de depósitos de parafinas en la cara de la formación, con un porcentaje depositado entre 15 a 30 % aproximadamente, debido al tipo de parafina microcristalina presente en el crudo y su punto de fusión alrededor de 160 °F, también depende de las condiciones que presenten los pozos, tales como el sistema de producción, la composición de parafina, la profundidad, presiones, temperatura, etc. Cada uno de los pozos, es distinto a los demás, inclusive que pertenezcan al mismo reservorio, ya que las muestras de depósitos parafínicos tienden a mostrar diferentes composiciones.

En la actualidad la empresa encargada de los procesos de explotación del campo, usan métodos de control e inhibición de depósitos de parafinas convencionales que han sido de gran ayuda en la vida productiva del pozo, la constante deposición de compuestos parafínicos en la cara de la formación, resulta con pérdidas representativas, como el déficit total del volumen de crudo producido, costos en mantenimiento, falla de equipos, costo elevado por barril producido, con esto surge buscar alternativas eficientes y que sean económicamente rentables para la solución de estos problemas.

El presente trabajo busca la viabilidad de la aplicación del método anti parafínico con el diseño de píldoras exotérmicas en cinco pozos seleccionados de campo Gustavo Galindo Velasco; la propuesta sugiere realizar a nivel de laboratorio las pruebas necesarias antes de su implementación, analizando de manera detallada todos los resultados obtenidos, implicando en la efectividad que puede ser a beneficio de la empresa encargada. Para definir la factibilidad del tratamiento anti parafínico con una píldora exotérmica, por medio del método formulado, se realizó la recolección en campo de muestras de crudo y parafinas, pruebas de laboratorio de determinación del contenido de parafinas (Norma ASTM D 3279), ensayo de laboratorio de punto de nube y ensayo cualitativo de dispersión de parafina mediante el uso de píldoras exotérmicas (Norma NTE INEN 2903), propuesta de aplicación del tratamiento químico en los pozos pilotos. Además, el efectuar un análisis de tipo económico para definir la viabilidad del estudio, mediante la evaluación de la rentabilidad definirá si se factible por parte de la empresa encargada actualmente la aplicación del tratamiento de dispersión de parafinas mediante el uso de píldoras exotérmicas.

1.6. ALCANCE

El presente estudio busca determinar la viabilidad en la aplicación de método antiparafínico con píldora exotérmica, realizando a nivel de laboratorio ensayos para determinar la dispersión e inhibición de muestras recolectadas de pozos con problemas severos de parafina del campo Gustavo Galindo Velasco. Se evaluará el tipo y concentración de aditivos químicos a utilizar para obtener puntos de caracterización de parafina como punto de nube y de fusión, el método posee la ventaja de alcanzar altas temperaturas debido a la reacción de los solventes WSC HT A y WSC HT B + dispersante Tenance, resultando superar los 200 °F que logren fundir la muestra de parafina y evitar que los diluidos se vuelvan a unir o precipitar, es de rápida acción lo que la hace eficiente, no corroe las facilidades, es ecológicamente amigable al no causar daño a la formación, se estima una buena relación Costo Beneficio asegurando viabilidad económica para la aplicación de servicio de limpieza de depósitos de parafina.

1.7. VARIABLES

1.7.1. Variables Dependientes.

- Temperatura de fusión de la parafina.
- Volumen de tratamiento.
- Valor Presente Neto.

1.7.2. Variables Independientes.

- Porcentaje de parafina de los pozos.
- Temperatura.
- Presión.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO

En el año 1911, se descubrió el campo Gustavo Galindo Velasco mediante la perforación del primer pozo petrolero Ancón 1 por la empresa inglesa The Ancón Oil Company of Ecuador Limited. El bloque 2 integra varios espacios terrestres y marítimos, entre los años 1921-1976 la empresa Anglo Ecuadorian Oilfields se encargó de explorar el área, en aquella fase se perforó cerca de 2,814 pozos, llegando a producir aproximadamente 10.000 BPPD (barriles de petróleo por día), luego sigue la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana – CEPE, que en tal fase se dio la perforación de 5 pozos produciendo 780 BPPD; en 1994 la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) fue responsable de la concesión del bloque 2 en conjunto con la Compañía General de Combustibles CGC, en donde se perforó en el año 2000 un total de 15 pozos produciendo un total de 1,000 BPPD (Pacifpetrol, 2012).

A partir del año 2001 la compañía Petróleos del pacífico S.A Pacifpetrol S.A., es la responsable del bloque Gustavo Galindo Velasco realizando actividades de alcance, exploración, producción, separación, almacenamiento, transporte y suministro de crudo para la producción de hidrocarburos, rentabilidad del negocio, desarrollo de proyectos para aumentar la producción y las reservas. Actualmente se encuentran perforados 2884 pozos aproximadamente, se reactivaron 1470 pozos después de la emergencia sanitaria del año 2020, de los cuales 1163 aportan producción, siendo Atlanta y Socorro las principales formaciones productoras, la producción del campo está distribuida en tres tipos de levantamiento: Bombeo mecánico con el 60% de la producción total asociados a 309 pozos promedios, Swab con el 23% asociado a 255 pozos y Herramienta Local con el 15% asociado a 652 pozos, con un promedio en su producción de 321,859 BPPA (barriles de petróleo por año) (Pacifpetrol, 2017).

2.1.1. Ubicación Geográfica.

El Bloque Ancón “Gustavo Galindo Velasco”, está localizado en Santa Elena a 130 km hacia el oeste de Guayaquil – Ecuador; este bloque cubre 1,200 km², donde el 40% (744 km²) es costa afuera y el 60% (456 km²) costa adentro, con un aproximado de 2,900 pozos, el principal yacimiento es la mina Ancón, que contiene los yacimientos del Terciario, acumulando a la fecha 120,5 millones de barriles (95% de la totalidad de producción que se acumuló en aquel lugar). El 5% restante proviene de muchos campos pequeños explotados en reservorios de creta (Santa Paula, Achallan, Petrópolis, Carolina, San Raimundo, Cautivo) (Pacifpetrol, 2002).

Este campo se encuentra limitada al oeste y norte con el bloque 1 “Pacoa” y el Océano Pacífico, al sur por el Océano Pacífico además de los bloques 4 y 39, y con el bloque 5 Rodeo al este. El territorio del bloque forma parte de Santa Elena, incluyendo todo el estado de La Libertad, también forma parte el estado de Salinas (96% de su territorio), excepto " La Chocolatera" West End y una limitada parte de Santa Elena (16% de su territorio) (Sabando, 2018).

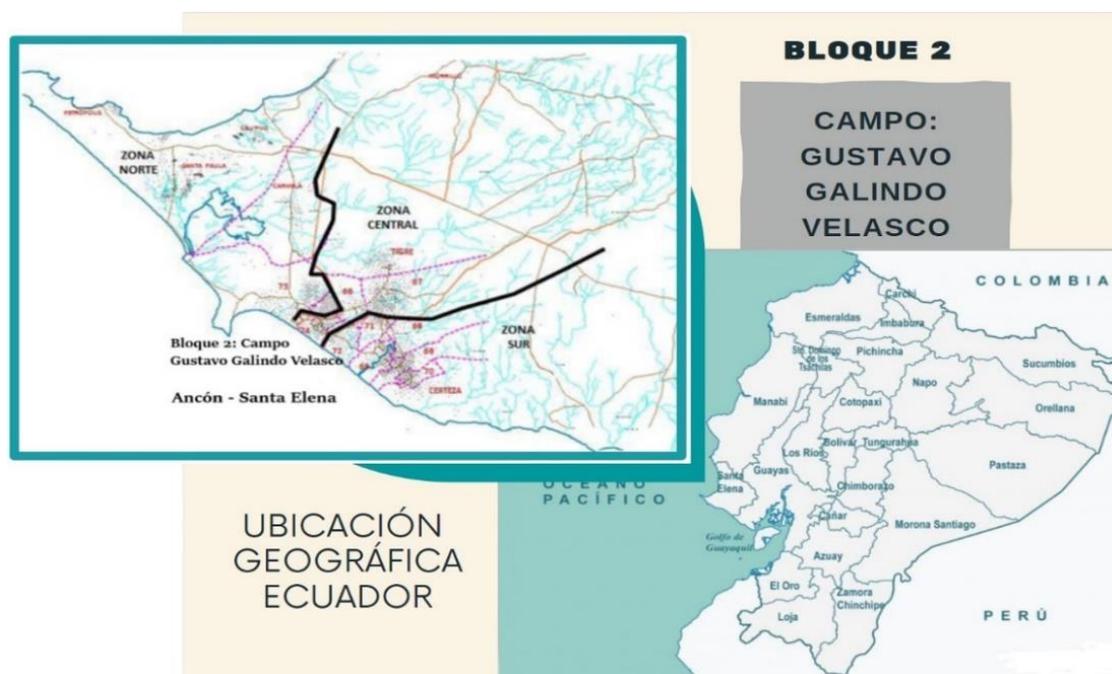


Figura 1. Ubicación Bloque Ancón “Campo Gustavo Galindo Velasco” (Sabando, 2018).

Las coordenadas geográficas están limitadas según se establece en la tabla 1.

Tabla 1. Coordenadas UTM y Coordenadas Geográficas (Sabando, 2018).

Punto	Coordenadas UTM		Coordenadas Geográficas	
	Lat. Norte	Long. Este	Lat. Sur	Long. Oeste
1	N 9°751.000	E 515.000	2°15'8.11"	80°51'53.51"
2	N 9°747.000	E 515.000	2°17'17.8"	80°51'53.51"
3	N 9°747.000	E 517.000	2°17'17.8"	80°50'48.65"
4	N 9°751.000	E 517.000	2°15'8.11"	80°50'48.65"

2.1.2. División del campo.

El Bloque se divide en tres regiones: Norte, Centro y Sur, como se muestra en la figura. 2, cada pozo es administrado por un equipo técnico responsable de analizar la información del pozo para planificar el mantenimiento y trabajos de reacondicionamiento de este.

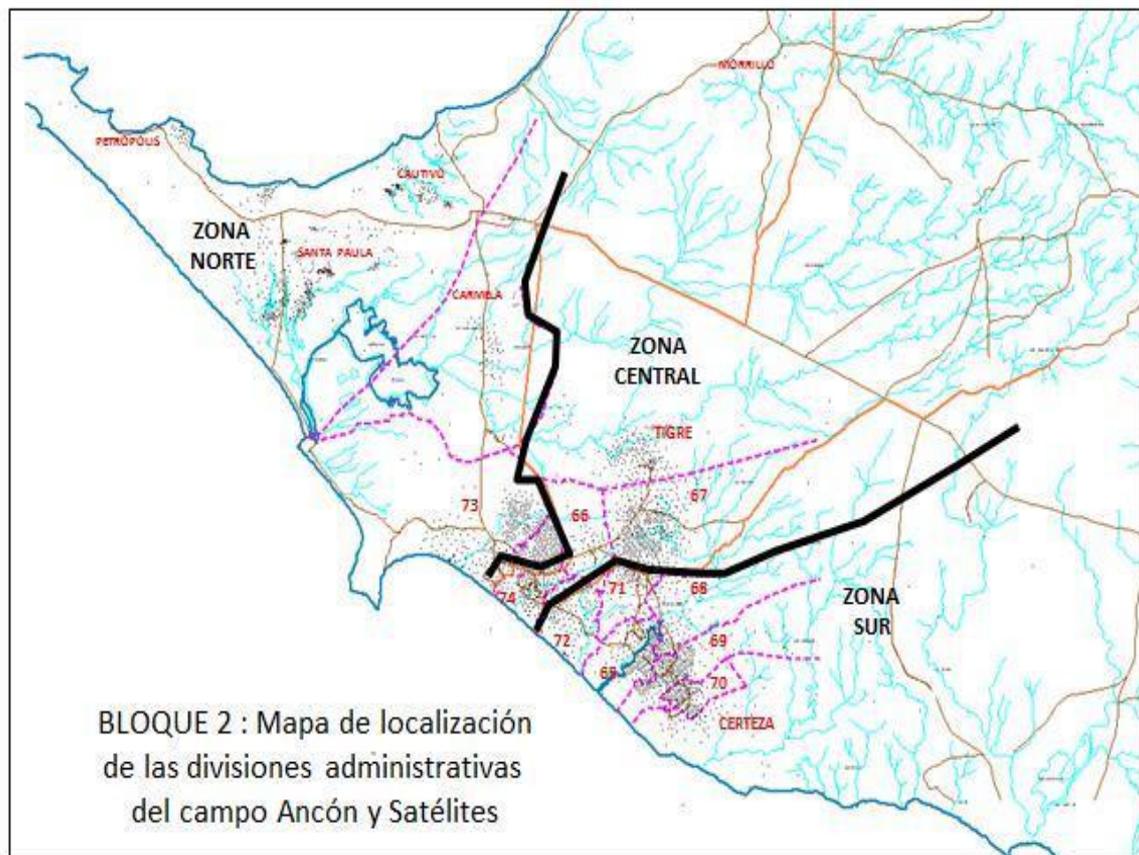


Figura 2. División del campo Gustavo Galindo Velasco (Pacifpetrol, 2012).

En la tabla 2 siguiente, de determina todas las secciones del campo se muestran en la zona correspondiente:

Tabla 2. Distribución de secciones por zonas del campo Gustavo Galindo Velasco (Jara, 2015).

SECCIÓN	ZONA	SECCIÓN	ZONA
65	Sur	73	Norte
66	Central	74	Central
67	Central	Morrillo	Norte
68	Sur	Certeza	Sur
69	Sur	Tigre	Central
70	Sur	Carmela	Norte
71	Sur	Santa Paula	Norte
72	Sur	Petrópolis	Norte

2.1.3. Geología del Campo.

El bloque GGV está ubicado en el área geológica levantamiento de Santa Elena, que incluye una secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario inferior que se desarrolló sobre la corteza oceánica; en general, esta unidad es estructuralmente fuerte, especialmente en la parte noroeste, donde se desarrollan fallas más antiguas con tendencia NW-SE y cortan fallas más jóvenes con tendencia NW-SW, donde la “Falla de La Cruz” está orientada NW-SE debido a que separa el “Levantamiento de Santa Elena” de la “Cuenca de Progreso”, formando estructuralmente el Horst Azúcar y representado geográficamente por las Montañas Azúcar o Estancia (Navarrete, 2018). De acuerdo con Jara (2015) este levantamiento está limitado, así:

- Por el norte, la falla regional "La Cruz" la separa de la cuenca de Progreso con sedimentación del Oligoceno-Plioceno.
- Hacia el sur, el “Alto de Santa Elena” ha servido como límite de secuencia del Mioceno Inferior-Pleistoceno representando la apertura del “Golfo de Guayaquil”.
- En el oeste, la limitación moderna se encuentra formado por un cuerpo prismático de subducción del Neógeno.

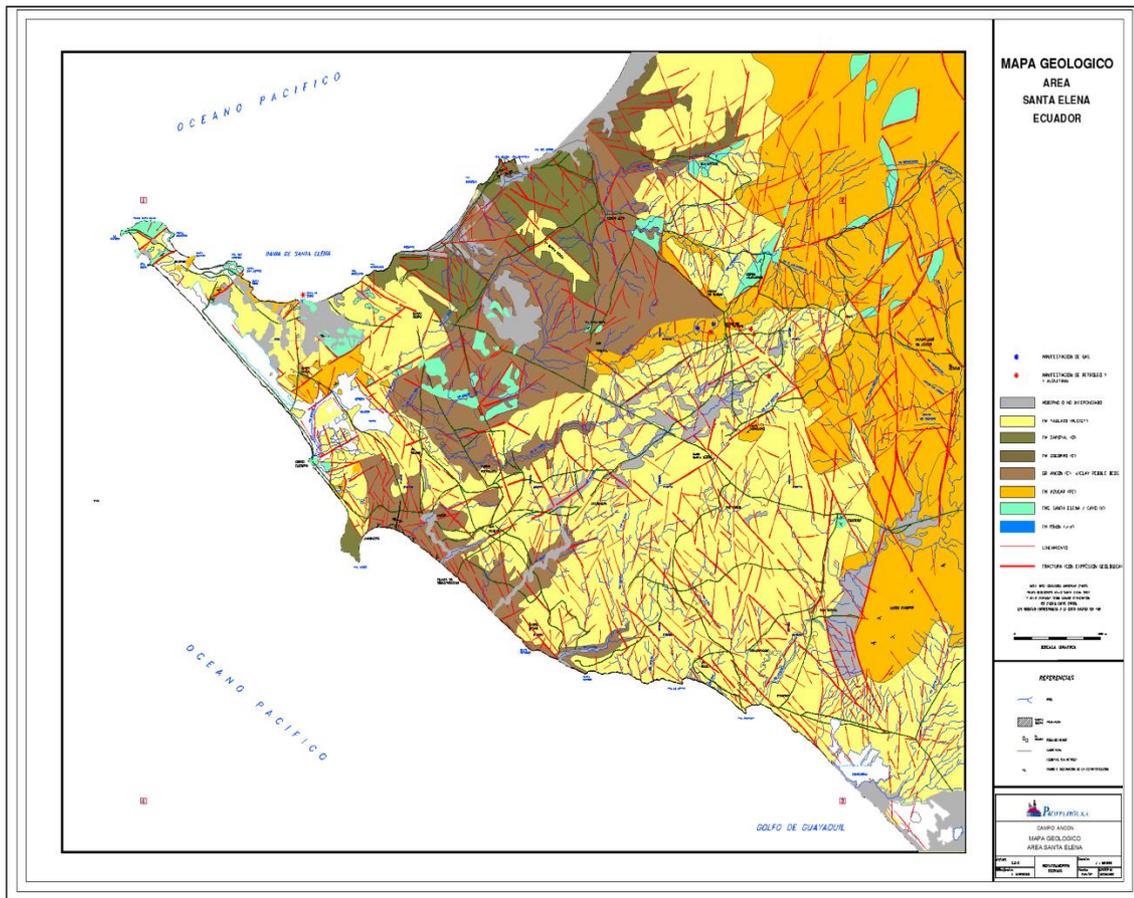


Figura 3. Mapa Geológico Campo Gustavo Galindo Velasco (Pacifpetrol, 2012).

En la Figura 3 se aprecia el mapa geológico de estratigrafía del campo Ancón, que consiste en establecimientos sedimentarios del Cretácico al Terciario inferior formados en el basamento correspondiente a la Formación Piñón oceánico-Cretácico; las rocas cretácicas son sedimentos piroclásticos depositados en cuencas marginales; además, luego del periodo Paleoceno se encomendaron depósitos siliciclásticos (Gr. Azúcar) que muestran riqueza en cuarzos, en cuencas de antepaís, generando un levantamiento lateral, caracterizado por lagunas en la exploración sedimentaria; mientras que en el periodo Eoceno ocurrió la infracción territorial cuando las “formaciones Passage Bed, CPB (Clay Plebble Bed), Socorro, Seca y Zapotal (Gr. Ancón)” se depositaron en el ante arco (Navarrete, 2018).

El grupo Synergy, que desarrolló el bloque Gustavo Galindo Velasco, tiene un área de reservorio completa y consiste en un conjunto de técnicos preparados en geociencias y reservorios que realizan un análisis profundo de los datos históricos y efectúan la propuesta de un plan para lograr sus objetivos siendo el principal aumentar la producción (Jara, 2015).

2.1.4. Estratigrafía y sedimentología.

La secuencia sedimentaria en Ancón consiste en la Formación Atlanta del Paleoceno-Eoceno Inferior, que puede estar superpuesta discordantemente a rocas del Cretácico; la formación Passage Beds (Eoceno Inferior) se encuentra discordantemente por encima de la Formación Atalanta y Clays Plebbs Beds (Eoceno Medio). Sucesivamente las formaciones más jóvenes corresponden a Socorro (Eoceno Superior), Secca (Eoceno Superior) y Tablazo (Pleistoceno) (Pacifpetrol, 2018).

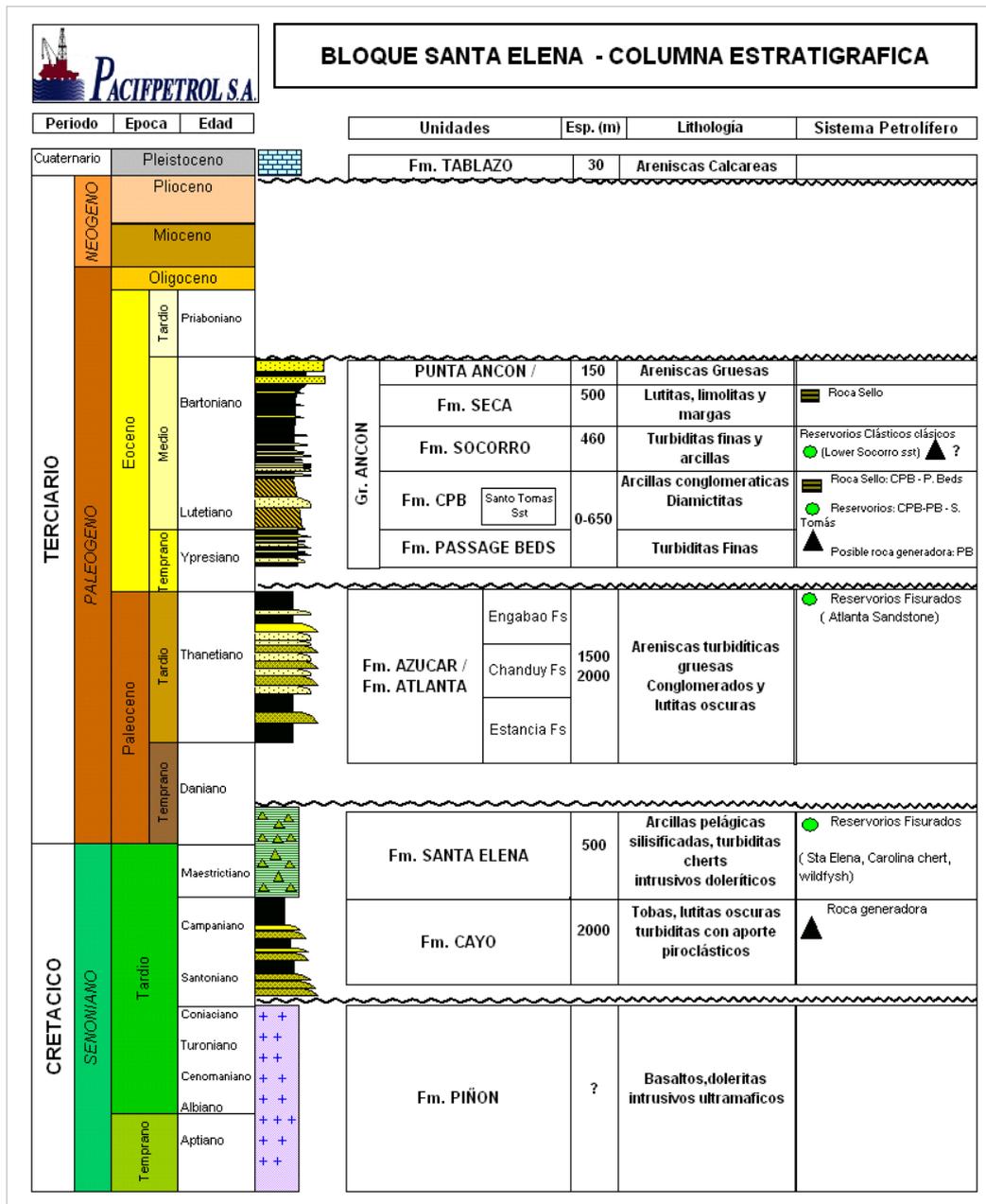


Figura 4. Campo Ancón Columna Litoestratigráfica (Pacifpetrol, 2012).

2.1.5. Principales Formaciones.

El área de estudio incluye el grupo Ancón (Socorro, Clays Plebbes Beds, Santo Tomás, Passage Beds) y la formación Atlanta que es nuestra arena de interés ya que los pozos parafínicos producen de esta formación. Según lo mencionado, se describe brevemente las siguientes formaciones de la Península de Santa Elena.

a. Formación Socorro (Eoceno Medio temprano).

La Formación Socorro es el segundo depósito principal del depósito Ancón y contiene capas de arcilla, depósitos lobulares y canales de plataforma asociados con transiciones turbiditas de formación CPB, compuestas principalmente por turbiditas y lutitas. Transición de arena fangosa, gris a negra y turbidez estrecha y verde; Así mismo, el espesor varía desde arenas básicas (ricas en petróleo) hasta conglomerados erosivos y arenas finas con estructuras sedimentarias fluidas depositadas por arroyos secos, seguidas de varias capas de arcilla y limo intercaladas con rocas turbidíticas, el interior está cubierto de areniscas arcillosas y el interior fósil indica “Eoceno Medio - Eoceno Superior a Eoceno Superior” (Aguirre y Hidalgo, 2015).

- Medio de deposición: Plataforma marina y depósitos turbidíticos de baja densidad.
- Litología: Intercalaciones de Arcillolitas, limolitas y areniscas (PacifPetrol, 2002).

b. Formación Clay Pebbles Beds C.P.B. (Eoceno medio temprano).

La formación C.P.B. Clay Pebbles Beds consiste en una pieza gruesa de arenisca, limolitas, arcillolitas, caliza y esquisto de color verde grisáceo que varía de 0 a 2,000 pies de espesor; además forma una gran sucesión de fragmentos de areniscas, calizas y lutitas con una matriz interna de amiloide derivada de deslizamientos, sin depósitos densos de lodos subacuáticos, e interrumpida por turbiditas (Navarrete, 2018).

Esta formación también se describe como una brecha sedimentaria que consiste en fragmentos de lo que está presente, lo que indica un sedimento causado por un movimiento tectónico en la cuenca de Ancón. La edad es Eoceno medio, esta capa se formó mediante la perforación de varios pozos en 2004, por lo que se ve que hay potencial en otras partes del campo (Pacifpetrol, 2012).

- Medio de depositación: Talud, deslizamientos y canales de relleno.
- Litología: Arcillolitas, limolitas y areniscas.

c. Formación Passage Bed (Eoceno inferior).

Esta formación es conocida únicamente por el "Ancón", definido por Marchant (1956) como una transición entre el Grupo Azúcar y Ancón. Además, algunos de estos estratos han sido identificados como "Atlanta Shale", que son "lutitas duras con lechos delgados de arenisca, incluidas areniscas calcáreas de grano grueso y arcillitas con clastos carbonáceos". La secuencia está delimitada por una discordancia angular de la Formación Azúcar/Atlanta suprayacente y su espesor oscila entre 0 y 500 metros (Calderón, 2015).

- Medio de depositación: Abanicos submarinos y posee turbiditas de baja densidad.
- Litología: Intercalaciones de Areniscas turbidíticas de grano fino a medio y Lutitas (PacifPetrol, 2002).

d. Formación Santo Tomás:

La unidad consta de una serie de conglomerados y areniscas que tienden a ser de grano medio a grueso con lutitas grises intercaladas; su espesor total promedio es de 700 pies; el espesor neto de las arenas de la Formación Santo Tomás varía de 24 a 550 pies en caso contrario, para estimar la profundidad promedio de sus reservorios, se indica el fondo de 2000 a 3000 pies, resultando salinidades que van desde 13000 ppm a 15000 ppm, dependiendo de la ubicación y del agua de formación NaCl (Pacifpetrol, 2018).

e. Formación Atlanta (Atlanta Sandstones) (Paleoceno)

Esta unidad es una turbidita compuesta por intercalaciones de areniscas y lutitas depositadas en canales y abanicos submarinos; de acuerdo con la correlación estratigráfica, la Formación Atlanta se divide en dos grupos de secuencias de turbidita, y el espesor neto de arena del grupo de secuencia superior es de 0' - 1000'; con base en las arenas de secuencia superior, se estima que la profundidad promedio del yacimiento está entre 1,800 y 5,400 pies, dependiendo de la ubicación de la estructura (Pacifpetrol, 2018).

Este es el lecho principal del Campo Ancón, conocido por su erosión, las formaciones consisten en arenas duras de texturas medianas a gruesas, de 600 a 450 pies de espesor, representando un gran reservorio por su corte, con la participación del 69 por ciento de toda la producción acumulada total. Las muestras muestran una porosidad inicial baja (5% a 8%) y esta aumenta a un valor promedio de 10% por micro bloqueo. La producción inicial es de alrededor de 300 a 400 barriles por día y un grado API de 39° (Galarza, 2013).

- Medio de depositación: Abanicos submarinos y turbiditas de alta densidad.
- Litología: Areniscas turbidíticas de grano fino a grueso, conglomerados y lutitas (PacifPetrol, 2002).

2.2. CRUDO ANCÓN

2.2.1. Principales características crudo Ancón.

El petróleo crudo se considera una sustancia aceitosa oscura que se define como un hidrocarburo debido a los elementos carbono e hidrógeno; el crudo Ancón se caracteriza por ser un crudo ligero con un API medio de 35,7°, lo que lo convierte en un crudo de buena calidad y asequible. La gravedad API muestra un tipo de petróleo crudo ligero parafínico-nafteno que tiende a volverse más parafínico a medida que el valor KOUP (un valor que le permite identificar o caracterizar un tipo de petróleo crudo en función de su composición química) es de alrededor de 12 (Díaz, 2006).

Según la clasificación de Tissot y Velte (1984), la composición de los crudos del campo Ancón se clasifican como crudos parafínicos (% de saturados mayor al 50%). En general se caracterizan por estar constituidos principalmente por:

- La proporción de hidrocarburos saturados n-alcanos, alcanos ramificados con cadenas alquílicas, las ciclo parafinas o ciclo alcanos, en un porcentaje que varía entre 52 a 63%.
- La fracción aromática que son hidrocarburos monos, di e hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP), en un porcentaje que varía en un 28 a 40%.
- La resina es un agregado de piridina, quinolina, carbazol, tiofeno, sulfóxido y amida; asfaltenos polimerizados HAP, ácidos nafténicos, sulfuros, ácidos grasos, metaloporfirinas, fenoles polivalentes; son menos abundantes, compuestos por compuestos más polares, hidrocarburos heterocíclicos, hidrocarburos oxigenados y agregados de alto peso molecular se pueden encontrar en el crudo de Ancona del 9% al 16% (Hidalgo y Vitores, 2014).

Según Bouzas (2011) los hidrocarburos que se encuentran en el petróleo se clasifican en las siguientes categorías:

- **Parafinas volátiles:** son alcanos lineales y ramificados formados por cadenas de 1 a 10 átomos de carbono, representan el 30 % del crudo de petróleo.
- **Parafinas no volátiles:** son alcanos lineales y ramificados formados por cadenas de 11 a 40 átomos de carbono, constituyen el 15-20 % del crudo de petróleo.
- **Naftenos o ciclo alcanos:** estos compuestos pueden llegar a constituir hasta el 31% del crudo.
- **Oleofinas o alquenos:** estos compuestos no se encuentran en cantidades significativas en el petróleo crudo, pero son importantes en los productos refinados.
- **Hidrocarburos aromáticos:** son estructuras formadas por moléculas que contienen uno o varios anillos de seis carbonos (anillos de benceno) subdividiéndose en hidrocarburos mono-aromáticos (un anillo benceno), hidrocarburos bisaromáticos (dos anillos de benceno) e hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP, con más de dos anillos de benceno) (Bouzas, 2011).

2.2.2. Mecanismos de levantamiento artificial.

De acuerdo con Aguirre y Hidalgo (2015) el yacimiento del campo produce por medio de empuje de gas disuelto y entre los mecanismos para el levantamiento artificial se encuentran:

a. Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.

En el Campo Gustavo Galindo Velasco se genera en base al método mencionado un 60% de pozos petroleros.

b. Levantamiento Artificial por Pistoneo o Swab.

El 26% del Bloque Ancón que se produjo posee dependencia del sistema para extraer, y la productividad de forma diaria por aquel instrumento dentro del Campo Gustavo Galindo Velasco que tiene una representación del 23%.

c. Levantamiento Artificial por Gas Lift.

En la actualidad se mantienen dos en PL-asistido y tres pozos en PL-autónomo.

d. Levantamiento Artificial por Herramienta Local.

Esta clase de levantamiento artificial por instrumento a nivel local tiene que abarcar dos cucharas de tres y 6 pulgadas considerando las capacidades de ½ y 1 barril de forma respectiva. La productividad día a día en el Campo Gustavo Galindo Velasco por medio de aquella metodología que integra el 15%.

2.3. PARAFINA

2.3.1. Definición de Parafina

Las parafinas son productos pertenecientes a la familia de hidrocarburos llamados alcanos o parafínicos, posee una textura cerosa además de estar en un estado sólido considerando un contexto normal respecto a la atmósfera. Se caracteriza debido a que tiene secuencias de carbonos entre C_{18} a C_{60} , con temperaturas de fusión de 64 °F a 211 °F, que pueden ser ramificadas o lineales, el peso de las moléculas se da entre 320-800,

que abarca de la saturación del carbono, y la fórmula que la representa es C_nH_{2n+2} . Son productos oleosos derivados del petróleo, inertes y muy estables, es decir tiene poca reacción frente a una gran cantidad de agentes químicos, porque presentan resistencia al afrontamiento de las bases y ácidos, de ahí su nombre parafina que viene del latín para + affinis, que tiene como significado “poca afinidad” (Araki, 2021).

De acuerdo con Pérez (2019) las parafinas se consideran depósitos de tipo orgánico que puede cristalizarse debido al enfriamiento; aquello puede suceder en el yacimiento, facilidades y superficie, en conjunto con resina, cera, arena, asfalto, goma y a veces con agua, se denominan como compuestos cristalinos que precipita del crudo por debajo del punto de cristalización que se encuentran, el volumen y porcentaje de depósitos en la cara de la arena depende de lo que compone el crudo y los factores termodinámicos que se presenten. Asimismo, Sánchez y Jácome (2017) mencionan que las parafinas se encuentran presentes en cada crudo, acorde a la cantidad y parámetros a que se somete, suelen conservarse líquidos o logran la precipitación al aglomerarse debido a las alternaciones que se genera en su ambiente, causando daño al medio poroso, impedir el flujo en las tuberías de productividad, por lo que debido a la consecuencia de tal evento la productividad puede afectarse severamente.

Una sustancia de hidrocarburo que generalmente se precipita en tales elementos de productividad que resulta de las transformaciones de presión y temperatura que el sistema productivo genera. Las parafinas que tienen gran peso están presentes como componentes cerosas que se pueden integrar en los que falta culminar, y en caso de ser severas se podría impedir la productividad, además de la productividad sobre la superficie, pero además puede establecerse en los disparos e incluido en la preparación, particularmente en los yacimientos que se han agorado o se encuentran en situaciones donde el gas se recicla (Schlumberger, 2022).

2.3.2. Tipos de parafina.

Según Shock et al. (1955) acorde a la cantidad de carbonos y de cómo se encuentre configurada la formación molecular, las parafinas se distribuyen en ceras microcristalinas y parafínicas, que muestran un mecanismo de daño distinto, lo que se da por el tamaño del cristal en caso de que se deposite en la cara de la arena.

a. Ceras parafínicas.

Este tipo de ceras abarca entre un 40-60% de los depósitos de parafinas que procede del crudo. Se toma en consideración las sustancias de la secuencia de manera lineal que comprende entre el C_{18} y C_{36} . Los cristales que se establecen se conocen como macro cristales, los que muestran manera de agujas que son conglomeradas para definir enormes depósitos. Al momento en que esta clase de parafina se deposita en los yacimientos, causan un daño en la formación debido al incremento de la viscosidad por la existencia de enormes cristales que son aglomeradas para la formación de depósitos (Restrepo & Garza, 2006).

b. Ceras Microcristalinas.

Esta clase de ceras microcristalinas se encuentran constituidas por un valor inferior al 15% de los depósitos, abarcando los que tienen contenido de hidrocarburos desde C_{30} hasta $C_{60} +$, diversificando el peso molecular entre los 450-800. Se encuentran establecidos por sustancias de secuencia lineal con grupos cíclicos y ramificaciones de manera aleatoria en el transcurso de la cadena central. La formación cristalina es diminuta y presenta irregularidades, razón por lo que pueden conservarse dispersos en los líquidos, mostrando una tendencia menor respecto al proceso de aglomeración. Sánchez (2003) indica que al momento en que se realiza el depósito de esta clase de cristales en los yacimientos ocasionan daño en la formación generalmente debido a la disminución de la permeabilidad que causa la tendencia que los cristales más pequeños poseen al momento de la adhesión a la superficie de los poros.

Acorde a la clase de cristal y formación que puede ser cíclica, ramificada o lineal, la ocurrencia de tales depósitos se muestra en diversos valores porcentuales (ver tabla 3). Es relevante definir las clases de parafinas que están en los yacimientos para determinar los mecanismos de perjuicio a la estructura por parafinas y considerarlo al momento del diseño de algún procedimiento.

Tabla 3. Diferencias entre las ceras parafínicas y las ceras microcristalinas (Restrepo y Garza, 2006).

Características	Cera	
	Parafínica	Cera Microcristalina
Parafina lineal (% depósito)	40-60	0-15
Parafina Ramificada (%)	2-15	15-30
Cicloparafina (%)	2-8	65-70
Rango del Punto de fusión (°C)	50-65	60-90
Peso molecular promedio	350-430	500-800
Número de carbono	18-36	30-60
Rango de cristalinidad (%)	80-90	50-60

2.3.3. Propiedades de las parafinas.

En general, los puntos de ebullición y fusión de los alcanos en relación con las parafinas aumentan en proporción al peso molecular, la propiedad más relevante a considerar al elegir un proceso de refuerzo de parafina es el punto de fluidez, cristalización o punto de enturbiamiento dependiendo de la temperatura de los elementos saturados y la velocidad de enfriamiento experimentada por la combinación de hidrocarburos (Suescún y Betancourt, 2013).

a. Punto de fluidez (pour point).

Se considera que el punto de fluidez es la temperatura a la cual el petróleo crudo no fluirá por el aumento de la viscosidad causado por la parafina precipitada a medida que la muestra se enfría, se define como el momento en que una muestra de crudo en un tubo con un diámetro interno de 30-30,5 mm se rompe desde una posición vertical, fluye horizontalmente y se deja fluir durante aproximadamente 5 segundos (Restrepo y Garza, 2006).

b. Punto de fusión (melting point).

Se considera que el punto de fusión es la temperatura a la que un sólido puro se convierte en líquido; los componentes puros tienen el mismo punto de enturbiamiento y temperatura de fusión, pero también difieren en la combinación. Por lo tanto, la temperatura de dichos puntos debe utilizarse para la precipitación de parafina (Naquiche, 2021).

c. Punto de nube (cloud point).

Se conceptualiza como la temperatura a la que se estructuran los primeros precipitados o cristales desde el soluto hasta la presión atmosférica. El punto de enturbiamiento de cada combinación de petróleo crudo se da en relación con la temperatura de los elementos saturados y la velocidad de enfriamiento de la combinación de hidrocarburos; la temperatura de este punto de enturbiamiento disminuye al aumentar el contenido de carbonos (Restrepo y Garza, 2006).

2.3.4. Pruebas de caracterización de parafina.

Según Ariza (2011), a continuación, se describen las principales pruebas para diagnosticar problemas con los depósitos de parafina.

- **Gravedad °API:** Con sus siglas en inglés (American Petroleum Institute), expresa el peso o ligereza del petróleo en relación con el agua. La gravedad específica del crudo parafínico suele ser superior a 35°API.
- **Análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos):** Se realiza sobre el crudo para determinar las fracciones o particiones presentes que corresponden a saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos; este tipo de análisis es útil para comprender la división que permite la precipitación como sólidos orgánicos en sedimentos o procesos de producción desde las profundidades hacia la superficie.
- **Factor de caracterización de Watson (K):** con este indicador, es posible comprender el grado del petróleo crudo, encontrar el punto de ebullición molar promedio (T) en °R determinado por experimentos de destilación simulada y la densidad del petróleo crudo ρ_o (gr/cc) a 60 grados Fahrenheit.

$$K = A \exp \left(\frac{-Ea}{RT} \right) \quad (1)$$

Un valor de K entre 11,5 y 12,1 indica un crudo mixto (nafténico-parafínico), un valor mayor de 12,1 significa que es parafínico y si es mayor a 13 es altamente parafínico (Ariza, 2008).

- **Punto de cristalización y envolvente:** Se considera punto de cristalización la temperatura a la que una determinada presión provoca la precipitación de los primeros cristales de parafina. Se refiere a las propiedades termodinámicas que dependen de factores como la composición del petróleo crudo, la temperatura y la presión (Bouzas, 2011).

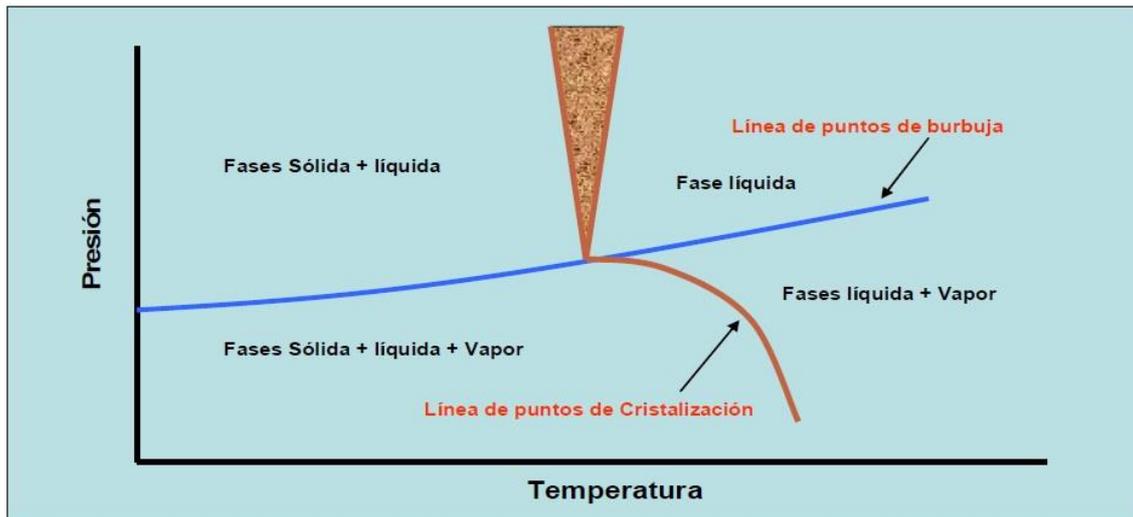


Figura 5. Envolvente de Precipitación de parafina (Ariza, 2008).

En el diagrama P-T de la Figura 5, el gráfico está trazado en el umbral de cristalización, que define las condiciones termodinámicas para la precipitación, es decir, la región a la izquierda del manto donde ocurre este proceso; por encima de la línea de saturación encontrada, la pendiente será negativa siempre que estén presentes hidrocarburos ligeros que, al ser empujados al aceite, bajan la temperatura de cristalización, mientras que si los hidrocarburos están a media presión, la temperatura aumentará; la forma de la parte inferior del manto es función de los hidrocarburos ligeros e intermedios que componen el fluido del yacimiento.

- **Análisis PVT:** Este análisis requiere una comprensión del comportamiento del fluido del yacimiento que integre la expansión a composición constante, viscosidad, liberación diferencial y pruebas de separador; la curva del punto de saturación del líquido a diferentes temperaturas está relacionada con la envoltura de parafina depositada, y para determinar la región termodinámica en la que esto ocurre, la envoltura tiene un efecto diferente sobre la curva de saturación.

2.3.5. Precipitación de parafina.

La precipitación de parafina se puede explicar mediante un modelo termodinámico, ya que es un equilibrio líquido-sólido; el componente sólido de alto peso molecular (parafina) se disuelve en el componente de bajo peso molecular; si se cambia el solvente debido a algún efecto termodinámico, la solución se sobresatura, por lo que la deposición se produce en el lugar deseado como la formación o en las facilidades, a una velocidad determinada cinéticamente (Mora, 2019).

Durante la producción, los hidrocarburos experimentan una serie de fenómenos fisicoquímicos y termodinámicos a medida que cambian las condiciones desde el yacimiento hasta la superficie; estas perturbaciones provocan transiciones de fase (transición de líquido a sólido o gas) con la correspondiente separación y precipitación de compuestos (incluidas las parafinas), lo que provoca la restricción del flujo y las consiguientes pérdidas de producción; la operación ideal para la producción de crudo de parafina debe ser tal que los fluidos de pozo lleguen a las instalaciones y destinos de superficie a temperaturas superiores al punto de cristalización (donde aparecen los primeros cristales de parafina) (Ariza, 2008).

La deposición de depósitos parafínicos ocurre en varias etapas de la producción de petróleo, y cuando ocurre en el yacimiento, reduce el diámetro de las gargantas de los poros, lo que resulta en una reducción del suministro de fluidos a la formación productora en otros casos, la precipitación de parafina reduce la permeabilidad del yacimiento y, si ocurre cerca del pozo, puede causar daños y taponamientos en la formación; si está en el sistema de producción, reduce el radio efectivo que crea, haciendo que el nivel del líquido baje en el sistema de almacenamiento; la precipitación de parafina es causada por varios factores, que incluyen: presión, cambios de temperatura, química del petróleo crudo, mezcla con solventes u otros aceites y durante la estimulación ácida (Pinzón y Rojas, 2006).

Cuando la temperatura de la solución líquida desciende hasta el punto de turbidez, la energía de movimiento de las moléculas aumenta, provocando una aproximación entre los cristales que comienzan a formarse y la subsiguiente agregación de filamentos coherentes adyacentes; las moléculas de parafina continúan uniéndose hasta que se

forman cristales ordenados, formando núcleos que alcanzan un tamaño crítico y se estabilizan, comenzando la fase de nucleación; una vez que se forman y las temperaturas se mantienen cerca del punto de enturbiamiento, las moléculas adicionales se depositan sucesivamente en los sitios de nucleación y se vuelven parte de la estructura en capas en crecimiento, un mecanismo conocido como crecimiento (Rodríguez y Castañeda, 2001).

2.3.6. Factores que contribuyen a la precipitación de Parafinas.

El problema de la deposición orgánica en las instalaciones de producción está relacionado con las condiciones en las que se encuentran las mezclas de hidrocarburos en los pozos e instalaciones de superficie, como tuberías de superficie, separadores de dos fases y tanques de almacenamiento, incluida la precipitación y la deposición de parafina que a veces se produce en el fondo y alrededor del pozo; en los yacimientos de petróleo, especialmente en áreas en desarrollo, se pueden formar sedimentos en las superficies de los pozos antes de las formaciones; a veces, la temperatura de formación suele ser más alta que la temperatura del punto de nube; debido a la caída de presión en las cercanías del pozo, esto hará que las burbujas se expandan y liberen, creando condiciones favorables para la aglutinación de los cristales de parafina; generalmente, los depósitos de parafina consisten en cera de parafina, asfaltenos de bajo peso molecular, resinas, petróleo crudo, sedimentos de arena y, a veces, agua añadida a los cristales de cera, lo que da como resultado un color marrón o negro en el precipitado (Naquiche, 2021). Los siguientes factores intervienen en la precipitación de parafinas:

a. Temperatura.

Este es el factor más importante porque la cantidad de parafina que puede permanecer en solución depende de la temperatura, ya que puede cambiar significativamente durante la producción, y es importante entender qué efecto tienen estos cambios en la solubilidad del aceite producido; los cristales de cera requieren un medio para unirlos en una película delgada que los separe del petróleo crudo, generalmente asfaltenos y/o finos de formación; la solubilidad de varios alcanos en un solvente y temperatura dados disminuye al aumentar el peso molecular y el punto de fusión (Perez, 2019).

b. Pérdidas de fracciones ligeras contenidas en el crudo.

Los problemas de precipitación son causados por el desequilibrio de la solución, se requiere un equilibrio entre el solvente y el soluto; debido a los cambios termodinámicos que experimentan los pozos de petróleo, los componentes más volátiles del crudo se pierden continuamente durante su extracción desde el yacimiento hacia la superficie; este fenómeno físico existe en la producción de arena o formaciones; esta es la razón de la pérdida de aceite y de la incapacidad de mantener el porcentaje de parafina en solución a una temperatura determinada; la evaporación de los componentes volátiles del crudo también tiende a bajar la temperatura del aceite debido a la energía requerida para la vaporización, lo cual ocurre cuando el pozo tiene un alto GOR (Relación Gas Petróleo) porque el exceso de gas produce altas pérdidas de crudos volátiles, por alto enfriamiento (Restrepo y Garza, 2006).

c. Peso molecular de las parafinas.

Durante el proceso de producción de petróleo, la temperatura permanece constante y otros parámetros como el peso molecular de la parafina y el punto de fusión aumentan, lo que resulta en una disminución de la solubilidad en solventes y un proceso de precipitación; en una prueba de laboratorio, si tiene dos muestras con la misma concentración de solvente y la misma proporción de solutos, pero una tiene un peso molecular más alto, la muestra con el peso molecular más alto precipitará primero (Ariza, 2008).

d. Efecto de la Presión.

La solubilidad de la parafina en solución (petróleo crudo) disminuye al aumentar la presión de la solución porque las fuerzas intermoleculares entre moléculas similares son más fuertes que las fuerzas entre moléculas diferentes, las moléculas de parafina tienen fuerzas intermoleculares más altas, lo que dificulta su separación (Restrepo y Garza, 2006)

f. Presencia de Agua.

Se considera que el agua es más un impedimento para la deposición y, como determinante de la solubilidad de la parafina, el agua es prácticamente insoluble en parafina y aire. Las mediciones de solubilidad en sistemas de aceite de parafina con y sin agua indican que el agua no aumenta ni disminuye la solubilidad de la parafina en el aceite; el agua se considera un factor preventivo importante para los depósitos de parafina porque los pozos productores con una gran cantidad de estos problemas generalmente reducen o prácticamente eliminan los problemas una vez que el pozo comienza a tener problemas de producción de agua graves (Perez, 2019).

h. Materiales Asfálticos, Gomas y Resinas.

La velocidad de enfriamiento tiene poco efecto sobre el tamaño de las partículas y otras sustancias en el aceite, como materiales bituminosos, resinas y resinas, evitan el crecimiento de cristales de parafina; si se agita el aceite, o si no se enfría lo suficiente para evitar que la parafina se solidifique, los diminutos cristales de parafina forman una red entrelazada que soporta los ingredientes líquidos y alcanza la temperatura de fusión. Si el aceite se agita durante el enfriamiento o después de alcanzar el punto de fusión, el aceite vuelve a ser líquido, muy viscoso, debido a la presencia de cristales de parafina en la suspensión; a la temperatura a la que comienza la precipitación de la parafina, la viscosidad del aceite aumenta rápidamente; el petróleo se calienta a una temperatura por encima de la temperatura del pozo para disolver completamente las parafinas, los materiales bituminosos, los alquitranes y las resinas que contiene, generalmente por debajo del punto de fusión (Naquiche, 2021).

2.3.7. Mecanismos de depositación de parafinas.

Cuando los primeros cristales de parafina aparecen en solución, la parafina precipita debido a mecanismos como la difusión molecular, la difusión browniana y el esfuerzo cortante, y no necesariamente se depositan en los poros de la formación o en las paredes de la tubería; a medida que el crudo se enfría, el gradiente de concentración hace que la parafina sea transportada y depositada en la superficie por difusión molecular, y los

cristales de parafina previamente depositados son transportados lateralmente por difusión browniana y dispersión por cizallamiento (Restrepo y Garza, 2006).

a. Difusión Molecular.

Es el principal mecanismo de sedimentación en tuberías, oleoductos y pozos que mantiene la temperatura del aceite por encima del punto de enturbiamiento hasta alcanzarla cuando el aceite llega a la superficie; esto ocurre en regiones de flujo laminar donde ocurren gradientes de temperatura a medida que se enfría el petróleo crudo; si esta disminuye con la temperatura y se alcanza el equilibrio entre las fases sólida y líquida, comienza el proceso de precipitación de los cristales de parafina, formando partículas sólidas (Ariza, 2011).

b. Difusión Browniana.

El transporte lateral de las partículas de parafina se produce por su precipitación, dependiendo del fenómeno de enfriamiento y del caudal se empiezan a formar los primeros cristales de diversas formas, que se desplazan de forma variable como consecuencia de la difusión browniana y se forman con un predominantemente grado de consistencia (Restrepo y Garza, 2006).

c. Difusión por esfuerzos de corte.

La difusión de esfuerzos ocurre cuando la temperatura del petróleo crudo está por debajo del punto de cristalización, y las fuerzas de cizallamiento atraen los cristales en el petróleo crudo contra la pared de la tubería, donde se agregan con las partículas ya formadas por depósito de difusión molecular (Amaya F. , 2014).

2.3.8. Problemas ocasionados por la depositación de parafinas.

De acuerdo con Knox y otros, (1962) las parafinas pueden acumularse como grandes depósitos orgánicos en varias partes del sistema de producción, causando grandes problemas durante la producción, el transporte y el almacenamiento de petróleo crudo, causando daños a las formaciones (McClaflin y Whitfill, 1984), también reduce la

permeabilidad de la roca y evita que el petróleo se escape de la superficie de la arena (Ariza, 2008).

De acuerdo con Gonzáles y otros, (2010) el daño de formación es uno de los problemas de mayor incidencia causado por la parafina en la industria, ocasionalmente puede confundirse con el agotamiento natural que sufren los pozos a lo largo de su vida productiva, y así poder causar el abandono prematuro de pozos. Sutton y Roberts (1974), indican que la deposición de cera de parafina sobre la superficie de la formación es casi irreversible, ya que después de que la cera se ha precipitado de la solución, es difícil que se vuelva a disolver en el mismo líquido, lo que incluso eleva la temperatura del petróleo en formación. Por supuesto, los depósitos con temperaturas muy por encima del punto de fusión de la parafina depositada no se ven afectados.

Como cualquier proceso acumulativo, las mediciones de deposición de parafina pueden tomar años o días dependiendo de: la condición del sistema de producción, la composición del crudo, la profundidad del pozo, el volumen de agua, la cantidad de tratamientos de estimulación, etc; para cada pozo, incluso del mismo yacimiento a diferencia de otros pozos, el crudo extraído tiene sus propias características; muestras de depósitos de parafina recolectados a diferentes profundidades en el mismo pozo muestran diferentes composiciones (McClaflin y Whitfill, 1984).

Esto demuestra que los problemas de parafina en los campos petroleros pueden ser muy diferentes; el enfoque correcto para resolver el problema de la deposición de parafina incluye estudios de laboratorio de los métodos de control existentes, donde se analiza la efectividad de cada zona, especialmente la que se va a tratar, antes de la implementación en el campo (Suescún y Betancourt, 2013).

2.4. ASFALTENOS

2.4.1. Definición de asfaltenos.

Los asfaltenos en el petróleo crudo están presentes en forma de partículas coloidales dispersas o discretas y pueden estar en forma de dispersiones finas o gruesas dependiendo del contenido de resina Gollapudi y otros, (1994). Así mismo Restrepo y Garza (2006),

mencionan que los asfaltenos están compuestos por anillos aromáticos, con algunas cadenas laterales, tiene una estructura compleja y larga y tiene un átomo completamente diferente que es completamente diferente de la estructura de parafina.

Los asfaltenos pueden ser y se encuentran frecuentemente depositados con parafina, los mecanismos de depósito son diferentes y los métodos de control son bastante diferentes. Pequeñas cantidades de asfaltenos a menudo pueden actuar como un inhibidor de la deposición de parafina, si la deposición de asfaltenos es mínima en comparación con los depósitos de parafina, los métodos de control de parafina frecuentemente controlarán también los problemas de asfaltenos (Doggs, 1999).

De acuerdo con Centeno y otros, (2004) los asfaltenos generalmente tiene un alto peso molecular de 1.000 hasta 20.000 y un punto de ebullición superior a los 540 °C, este cambio en el peso molecular resalta la existencia de un fenómeno de asociación intermolecular en los asfaltenos, puesto que resulta que dicha asociación genera valores altos en peso molecular.

2.4.2. Precipitación y depositación de asfaltenos.

La precipitación orgánica es el proceso de adición y deposición de grandes compuestos moleculares de origen orgánico, que se produce principalmente por cambios en las condiciones termodinámicas (presión, temperatura) del sistema. De acuerdo con Rincón y otros (2011), la deposición de estos compuestos orgánicos en el yacimiento reduce la permeabilidad de la formación, principalmente a través del taponamiento parcial o total de los poros y cambios en la humectabilidad, ya que su precipitación a menudo promueve el flujo de agua deseado como resultado de lo cual la capacidad de transporte del embalse disminuye.

Según Giraldo y Peláez (2017) muestra que a medida que las partículas caen de manera similar, rompen la emulsión, chocan y se conectan entre sí, ver Figura 6; en esta etapa, los flóculos permanecen suspendidos en el crudo sin dificultad; a medida que aumenta el número de flóculos se forman agregados (fase de aglomeración) que, si su velocidad es alta, pueden quedar en suspensión y ser arrastrados por el flujo de líquido.

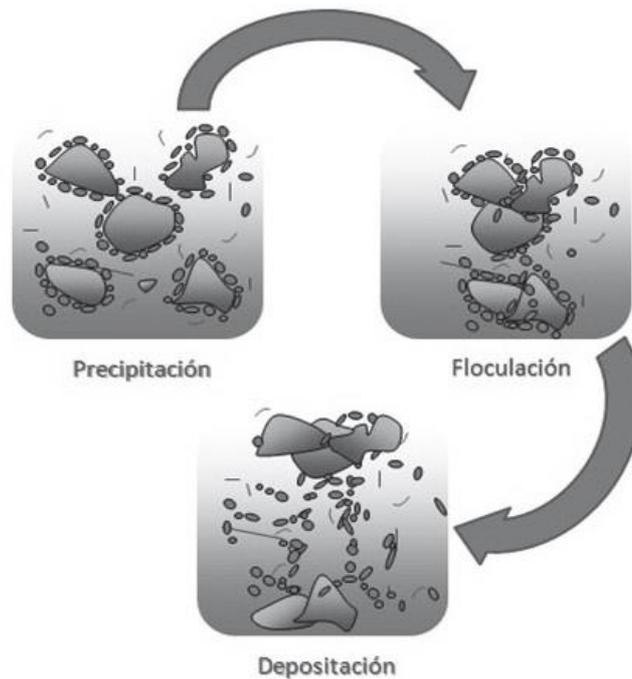


Figura 6. Representación precipitación, floculación y deposición de asfaltenos (Rincón y otros, 2011).

Las partículas de asfaltenos se disuelven en el aceite como estereocoloides o micelas, dependiendo de su tamaño y de la presencia de otras moléculas (parafinas, compuestos aromáticos, resinas, etc.); los rellenos de asfaltenos pueden tomar diferentes formas dependiendo del tamaño de las partículas, su polaridad y la polaridad del solvente; las partículas pequeñas de asfaltenos pueden disolverse en líquidos de petróleo, mientras que las partículas más grandes pueden flocular debido a la presencia de parafina y formar agregados aleatorios, esta floculación es irreversible (Delgado, 2006).

2.4.3. Mecanismo de deposición de asfaltenos

Durante la producción y transporte de hidrocarburos, los procesos de deposición pueden ocurrir debido a los siguientes mecanismos:

a. Efecto de la polidispersidad.

Inicialmente, el estado de equilibrio de una mezcla de petróleo crudo poli disperso se puede obtener para una cierta proporción apropiada de componentes polares, no polares, pesados y ligeros bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. Cualquier cambio de presión, temperatura o composición, como la adición de un

disolvente miscible con aceite, puede desestabilizar el aceite poli disperso; así, la fracción pesada o la fracción polar o ambas pueden separarse de la mezcla oleosa en otra fase líquida o precipitados sólidos. Estas fracciones contienen enlaces de azufre, nitrógeno, oxígeno o hidrógeno, que comienzan a flocular y forman depósitos orgánicos pesados irreversibles que son insolubles en solventes (Delgado, 2006).

b. Efecto esférico coloidal.

Algunos componentes del petróleo, especialmente los asfaltenos, tienen una pronunciada tendencia a la auto asociación; el aumento del contenido de parafina hace que una parte del asfalto del crudo forme un coloide, que se separa de la fase oleosa en forma de cargas, mientras que la otra parte se mantiene en suspensión gracias a la estabilización de peptizantes, tal como resina, se adsorbe en la superficie y evita la agregación (Civan, 2016).

c. Efecto de agregación.

Considere que la concentración del agente peptizante puede disminuir hasta el punto en que su adsorción no sea suficiente para cubrir toda la superficie de la partícula; esto hace que las partículas se peguen, aumenten de tamaño y floculen. La naturaleza y forma de los agregados resultantes determinarán su efecto sobre el comportamiento del fluido (Moreno y Niño, 2018).

d. Efecto electrocinético.

A medida que el petróleo crudo circula por el oleoducto, se produce una diferencia de potencial debido al movimiento de las partículas; los factores que afectan este mecanismo incluyen la electricidad, el calor, la temperatura, la presión, así como las propiedades de transporte del petróleo crudo, el régimen de flujo, la humectación de la tubería y las propiedades de las partículas coloidales (Delgado, 2006).

2.4.4. Factores que causan la precipitación de los asfaltenos.

Según López (2009), Los parámetros más importantes que controlan la deposición de asfalto son la presión, la temperatura y la composición del crudo. En consecuencia, cualquier propiedad química, eléctrica o mecánica que cambie estos parámetros durante la producción tiende a inhibir la dispersión, lo que lleva a la floculación y precipitación de los asfaltenos en el petróleo crudo. De esa manera, Luo y otros., (2010) mencionan que este fenómeno puede originarse debido a los siguientes factores:

a. Efecto de la temperatura.

Bajar la temperatura del crudo también reduce la capacidad de solubilización de los componentes del petróleo independientes de los asfaltenos; por lo tanto, algunas micelas de asfaltenos de resina se vuelven inestables y se agregan para formar grandes grupos (Alayon, 2004).

b. Efecto de la presión.

En condiciones isotérmicas, una disminución de la presión del petróleo crudo da como resultado una disminución de la densidad del líquido, lo que también corresponde a una disminución de la solubilidad; en la fase líquida de las micelas de resina-asfalteno, la separación promedio de moléculas es mayor a bajas densidades, lo que lleva a interacciones menos atractivas; por esta razón, cuando se reduce la presión y, por lo tanto, la densidad, algunas micelas de resina-asfalteno se agregan y forman grandes agregados que pueden precipitar (Pérez, 2021).

c. Factores Químicos.

Varios procesos en los pozos de petróleo, como las técnicas avanzadas de recuperación, la inyección de productos químicos y otras actividades, como el control de la perforación y la arena, provocan la deposición de asfaltenos debido al contacto del petróleo con fluidos no crudos durante la producción (Chavarria, 2014).

d. Factores Eléctricos

Distintas investigaciones han estudiado el fenómeno de precipitación de asfaltenos a nivel de medio poroso, y determinaron que la causa principal era la desestabilización de los asfaltenos por la presencia de un campo eléctrico que se generaba debido al flujo de los fluidos dentro del medio poroso (Alayon, 2004).

e. Factores Mecánicos

Estos factores incluyen los efectos de cizallamiento de los equipos de bombeo subterráneos, la fricción, las fuerzas de impacto entre partículas, etc. (Alayon, 2004).

2.4.5. Problemas causados por la deposición de asfaltenos.

La precipitación y deposición de asfalto puede ocurrir durante la producción y procesamiento de petróleo crudo y es un problema serio y costoso; los depósitos de asfaltenos se pueden formar en depósitos de petróleo, tuberías de producción e incluso fluir a través de separadores y otros equipos de proceso (Kokal y Sayegh, 1995).

La precipitación de asfalto es un fenómeno que más o menos se manifiesta en casi todo lo relacionado con la producción, transporte y procesamiento de petróleo, y en algunos casos puede convertirse en un verdadero problema, ya que puede causar daños tanto a la formación como al petróleo; obstrucción de pozos y equipos de petróleo y suelo in situ, obstrucción de tuberías, obstrucción de columnas de separación, desactivación de catalizadores (Alayon, 2004).

La precipitación de asfalto también puede ocurrir en los separadores de gas/líquido de las plantas de superficie, causando perturbaciones, especialmente en los dispositivos de control de procesos, como las válvulas de seguridad. Por lo tanto, según Pérez (2021) identificar y predecir los problemas de precipitación de asfaltenos es muy importante durante la fase de diseño y construcción de las plantas de tratamiento.

2.5. MÉTODOS PARA EL CONTROL DE DEPÓSITOS

Según Bouzas (2011), hay dos enfoques generales para controlar la formación de parafina en los sistemas de producción:

2.5.1. Métodos de Prevención.

La precipitación de parafina puede evitarse mediante métodos químicos, mecánicos o termodinámicos o una combinación de estos métodos, según sea el caso; una de las soluciones más efectivas es el uso de reactivos químicos; en este sentido, se pueden dividir en tres categorías:

- Inhibidores
- Detergentes
- Dispersantes

En cualquier caso, el inhibidor correcto a utilizar debe seleccionarse de acuerdo con las características del crudo, ya que no todos los inhibidores de cera son efectivos para todos los crudos. además, cabe señalar que los depósitos de parafina formados en condiciones inhibidas son más difíciles de eliminar que en ausencia de inhibidores (Jennings & Breitigan, 2010).

2.5.2. Métodos de Eliminación.

Cuando se forman depósitos de parafina, la única opción posible es un tratamiento correctivo para eliminarlos hasta que se restablezca la capacidad del sistema. Se pueden utilizar cuchillas y raspadores, que permiten la eliminación continua de parafina sin necesidad de cambiar el equipo de bombeo, independientemente de la temperatura y la profundidad. Otros métodos incluyen el aislamiento de tuberías y el lavado con agua caliente (Thota y Onyeana, 2016). Existen varios métodos para la remoción de parafinas entre estos se encuentran los siguientes:

- Mecánicos.

- Térmico
- Productos químicos,
- Combinaciones de los anteriores.

Dado que existen depósitos en la superficie de la formación, el método utilizado es una combinación de métodos térmicos y químicos, inyectando una solución a alta temperatura para llegar al yacimiento y ablandarlo para su remoción. Para luego ser arrastrados por los hidrocarburos de formación.

a. Métodos convencionales.

En la tabla 4 se muestran los principales métodos convencionales en el control de depósitos de parafina.

Tabla 4. Principales Métodos para tratar problemas de parafina (Naquiche, 2021).

MÉTODO	TIPO	PROCEDIMIENTO	USO	DESVENTAJAS
Mecánico	Correctivo	Consiste en la introducción de diablos y raspadores que impulsados por la corriente del aceite recorren la tubería removiendo y retirando los depósitos.	Es recomendable si la dureza y la cantidad de los depósitos son grandes y su remoción sólo es posible mediante el raspado físico.	No evitan el problema. Dañan la tubería, y requieren sacar de operación el equipo.
Térmico	Preventivo/ Correctivo	Consiste en la elevación de la temperatura por medio de la inyección de fluidos como aceite, agua y vapor caliente dentro de la instalación. El calentamiento puede ser externo a la instalación.	Se recomienda cuando los depósitos son ligeros o moderados	Dañan la tubería, sino se realizan las pruebas de laboratorios pertinentes pueden causar daño a la formación.
Químico	Preventivo/ Correctivo	Consiste en introducir un fluido con agentes químicos que pueden ser de tres tipos modificadores de cristales, tensoactivos y dispersantes. Tienen la ventaja que pueden ir acompañados de otros químicos que evitan otro problema.	Se utiliza los inhibidores de cristales para retardar el tiempo de separación de éstos, mientras que los otros dos métodos ayudan a mantener los cristales en el flujo de aceite.	Son costosos, requieren grandes cantidades. Sólo realizan una función por lo que se deben de agregar varios tipos. Si no se hacen pruebas de laboratorio pueden empeorar el problema.

b. Métodos no convencionales.

En la tabla 5 se describen brevemente las técnicas no convencionales para tratar los problemas de depósitos.

Tabla 5. Métodos no convencionales para prevenir problemas de parafina (Naquiche, 2021).

MÉTODO	FUNCIÓN	DESVENTAJAS
Magnético	Consiste en modificar la orientación del polo magnético de las moléculas debilitando la fuerza de dispersión durante el proceso de cristalización con lo que se inhibe su crecimiento y aglomeración	El diseño es específico para cada pozo, se debe saber el lugar específico donde colocarlos.
Microbiológico	Está basado en la introducción de microorganismos con la habilidad para degradar las parafinas de alto peso molecular durante su metabolismo	Es muy costoso, la temperatura no debe exceder a los 125°C, el pH debe ser mayor a 3, el contenido de cloruro debe ser menor al 15%, una presión menor de 3500 psi.
Recubrimientos térmicos	Su objetivo es mantener la temperatura del fluido por encima del punto nube, por medio de materiales aislantes. Es ideal para tuberías Costa afuera.	Se necesita un caudal de producción mínimo, un elevado costo en comparación con otros métodos, limitación del espesor máximo.

2.5.3. Método químico.

El desarrollo de los procedimientos de remoción y limpieza debe considerar aspectos tales como el tipo y las condiciones de la formación, el tipo de terminación, los niveles de fluidos en el pozo, el historial de producción y el trabajo realizado, etc.

a. Principales Productos químicos.

El tratamiento químico correctivo de los problemas de deposición orgánica se basa en el uso de cuatro categorías de productos químicos; disolventes, modificadores de vidrio, dispersantes y agentes de limpieza utilizados según el grado de sus respectivos objetivos de eliminación y/o retardo (Restrepo y Garza, 2006). A continuación, se presenta una breve descripción de cada uno:

Solventes.

El solvente se utiliza principalmente para disolver los precipitados resultantes para luego poder recortarlos con corriente, y otro propósito es suprimir y neutralizar el porcentaje de cristales de parafina y evitar que se depositen en la superficie de la arena o la tubería de producción; estas son sustancias añadidas al petróleo crudo para restaurar su capacidad de mantener las moléculas de parafina en solución cuando se pierden por la evaporación de los gases disueltos; algunos solventes están prohibidos porque son inflamables y peligrosos para la salud, y a menudo se usan para disolver rápidamente los depósitos de parafina sin temor a dañar la formación (González, y otros, 2010).

Modificadores de cristal (Inhibidores).

Estos son productos químicos que reducen la tendencia de los cristales de parafina a juntarse entre sí y, a menudo, se usan para proteger las tuberías que transportan petróleo crudo de parafina, también conocidos como reductores de neblina e inhibidores de parafina, que evitan que se acumulen depósitos en las tuberías y facilidades. Estas sustancias precipitan y cristalizan junto con las ceras, retrasando la formación de una red y aumentando así la fluidez del crudo extraído (Sánchez y Jácome, 2017).

Detergentes parafínicos o surfactantes.

Los detergentes son una clase de tensioactivos que mojan las partículas de parafina, las formaciones y los tubos de producción en presencia de agua. Estos compuestos descomponen los depósitos y evitan la reacumulación aguas abajo del sistema. Según Suescún y Betancourt (2013), los tensioactivos son aditivos químicos que actúan sobre los cristales de parafina y evitan su agregación y posterior precipitación.

Dispersantes.

Los dispersantes no disuelven los depósitos de parafina, sino que funcionan creando

una fuerza de atracción que une las partículas de parafina, es decir, los depósitos se rompen en partículas más pequeñas que pueden ser absorbidas por el flujo de agua o petróleo, porque las partículas de parafina tienen una afinidad natural por su fuente de hidrocarburos. El dispersante tiene una estructura química, cuyo propósito de la molécula es unir la parafina y el otro propósito es disolverse en agua o aceite, dependiendo de la fase en la que se disperse la parafina depositada (Candelo y Carvajal, 2010).

b. Técnicas de tratamiento.

Los productos químicos anteriores pueden diluirse con salmuera, queroseno, diésel o queroseno o agregarse directamente. De acuerdo con Producción petrolera (2019), los métodos de tratamiento que utilizan estos productos se pueden dividir en las siguientes categorías:

Tratamiento con baches.

Generalmente se utiliza para la remoción moderada de depósitos de parafina en el arreglo superficial, solo en casos especiales para el alivio inmediato de los inconvenientes asociados con los depósitos. La leva se puede introducir en el pozo a través del espacio anular, el tubing o directamente a través de la tubería, según el diseño de la superficie del pozo y el grado del producto utilizado, se recomienda el tratamiento por lotes o de bache si se utilizan solventes.

Tratamiento continuo.

Consiste en la inyección continua de productos químicos al pozo mediante bombas dosificadoras y la inyección por goteo (caída por gravedad) cuando las condiciones lo permiten. El tratamiento continuo de pozo requiere el uso de un producto soluble en el fluido producido, dosificación continua a través de anulares, mangueras y tuberías, bombeo a pozos con producción neumática, recomendado para uso con fluidos propulsores inyectados a pozos de producción con bombeo hidráulico.

Tratamiento capilar.

Una planta de tratamiento que inyecta productos químicos a través de tuberías independientes en contacto con los fluidos de formación, brindando un mejor control y mayor beneficio; (ambos en la parte superior), una tubería de pequeño diámetro colocada paralela a la tubería de producción y un núcleo a través del cual se conectan las dos tuberías del pozo, lo que permite crear una tubería de pequeño diámetro de resistencia entre el contacto con los productos químicos que se bombean desde la superficie hasta llegar a el núcleo.

Tratamiento por forzamiento.

Consiste en el bombeo de un volumen predeterminado de producto químico a la formación productora aplicando una presión menor que la presión de fracturamiento, el producto químico utilizado puede ser vertido con agua o petróleo, posteriormente el producto químico es producido juntamente con el fluido del yacimiento protegiendo los problemas de deposición. Cuando estos problemas son severos, se recomienda realizar un tratamiento por forzamiento en conjunción con el tratamiento continuo o con tratamiento con baches. En la mayoría de los casos los problemas ocasionados por la parafina pueden ser resueltos eficiente y económicamente con productos químicos, sin embargo, la selección del producto químico requiere tomar en cuenta aspectos tales como: determinar la concentración a la cual el producto químico empleado sea más eficiente y elegir la técnica de tratamiento más adecuada para proporcionar mayor posibilidad de éxito.

2.6. MÉTODO QUÍMICO CON PÍLDORA EXOTÉRMICA

WCS HT (Wellbore Clean System HT) es un sistema completo de limpieza de pozos de petróleo con componentes diseñados específicamente para eliminar depósitos parafínicos y/o asfálticos, petróleo crudo pesado y depósitos presentes en el proceso de producción de petróleo que impiden el flujo de fluidos por el pozo y facilidades de superficie.

Este trabajo menciona métodos raramente utilizados en Ecuador, como el método de

dispersión química de parafina utilizando píldoras exotérmicas, que consisten en dispersantes/inhibidores de parafina y solventes que producen una reacción exotérmica al contacto, que puede dispersar la mezcla los aumentos de temperatura a 44,5 °F (62,2 °C) facilitaron la dispersión de parafinas y asfaltenos desde el pozo y el fondo; el producto de reacción forma una amina cuaternaria que ayuda a inhibir la hidratación de la arcilla en la formación.

Se produce una reacción exotérmica en el depósito de parafina, fundiéndola y, como producto de la reacción, la parafina se dispersa, limpiando el depósito y evitando la formación de nuevos depósitos de parafina incluso después de que se haya disipado el calor (Techbiodeg Cía. Ltda., 2015).

2.6.1. Principios del método.

a. Parámetro de solubilidad.

El parámetro de solubilidad (δ) proporciona una evaluación cuantitativa del grado de interacción entre sustancias; también refleja la energía cohesiva de las sustancias, y las sustancias con valores de δ similares tienden a ser miscibles. La solubilidad de las parafinas en el petróleo crudo disminuye al aumentar las fracciones pesadas y los asfaltenos, pero se observó que la precipitación de las parafinas disminuye al aumentar el efecto inhibitor de las fracciones pesadas y los asfaltenos; y los modificadores naturales provienen de cristales de parafina; en estado coloidal, los asfaltenos evitan la fuerte cristalización de las parafinas de las soluciones de petróleo (escaso crecimiento de cristales y baja afinidad para adherirse entre sí) y, por lo tanto, reducen las propiedades de sedimentación. Los crudos con alto contenido de parafina y asfalto generalmente no sufren problemas de deposición de parafina (Rodríguez y Castañeda, 2001).

b. Parámetro de solubilidad de Hansen (1966).

El parámetro de solubilidad de Hansen se basa en el hecho de que cuando una sustancia se evapora, todos los enlaces intermoleculares de la sustancia se rompen.

Estos incluyen enlaces no polares o dispersivos, enlaces polares o dipolo-dipolo y enlaces de hidrógeno. Entonces, Hansen desarrolló parámetros de solubilidad para predecir si un material se disolverá en otro y formará una solución. Se basan en la idea de que cuando una molécula se define como otra molécula si se une de manera similar (Barros, 2008). También divide el parámetro de solubilidad en tres contribuciones de la siguiente manera:

$$\delta^2 = \delta_d^2 + \delta_p^2 + \delta_h^2 \quad (2)$$

Específicamente, a cada molécula se le dan tres parámetros de Hansen, cada uno generalmente medido en $MPa^{0.5}$:

δ_d La energía de las fuerzas de dispersión entre moléculas.

δ_p La energía de la fuerza intermolecular dipolar entre moléculas.

δ_h La energía de los enlaces de hidrógeno entre moléculas (Barros, 2008).

c. Triangulo de solubilidades de Teas.

El uso del triángulo de solubilidad del Teas es una herramienta tradicional en la ciencia de la conservación para mapear las interacciones moleculares clave que explican las fuerzas involucradas en el proceso de disolución. Según Teas, hay tres fuerzas principales que componen un solvente: la fuerza del dipolo permanente (Fp), la fuerza del hidrógeno (Fh) y la fuerza de dispersión (conocida como fuerza de London o fuerza de van der Waals) (Fd). Una vez aceptado, Teas se basó en los parámetros de solubilidad de Hildebrand para normalizar estas capacidades en una escala de 0 a 100 % (Sánchez y Jácome, 2017).

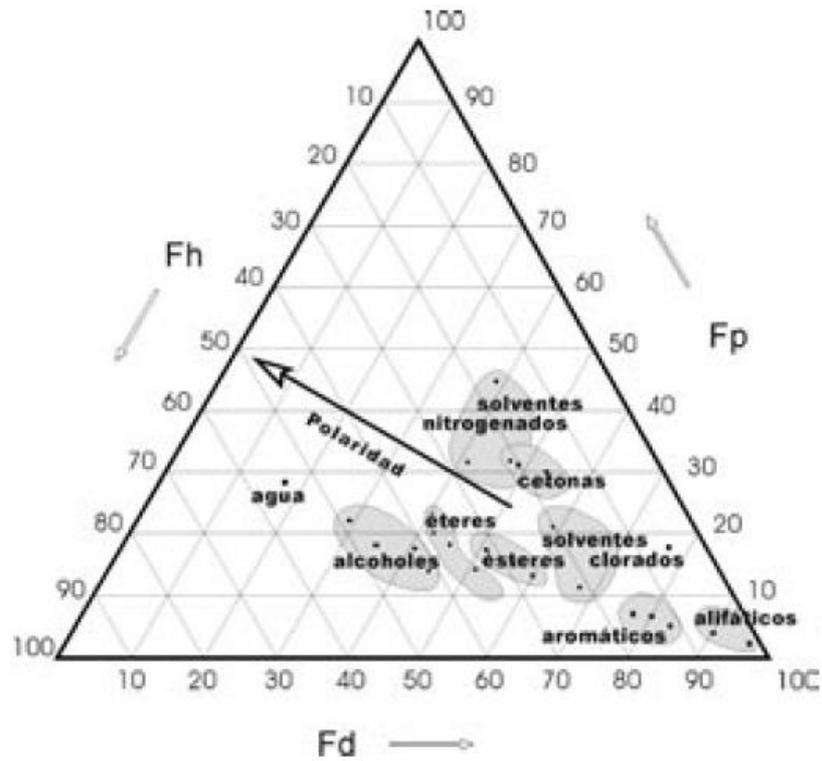


Figura 7. Representación del punto que ocupa cada solvente en el triángulo de Teas (Barros, 2008).

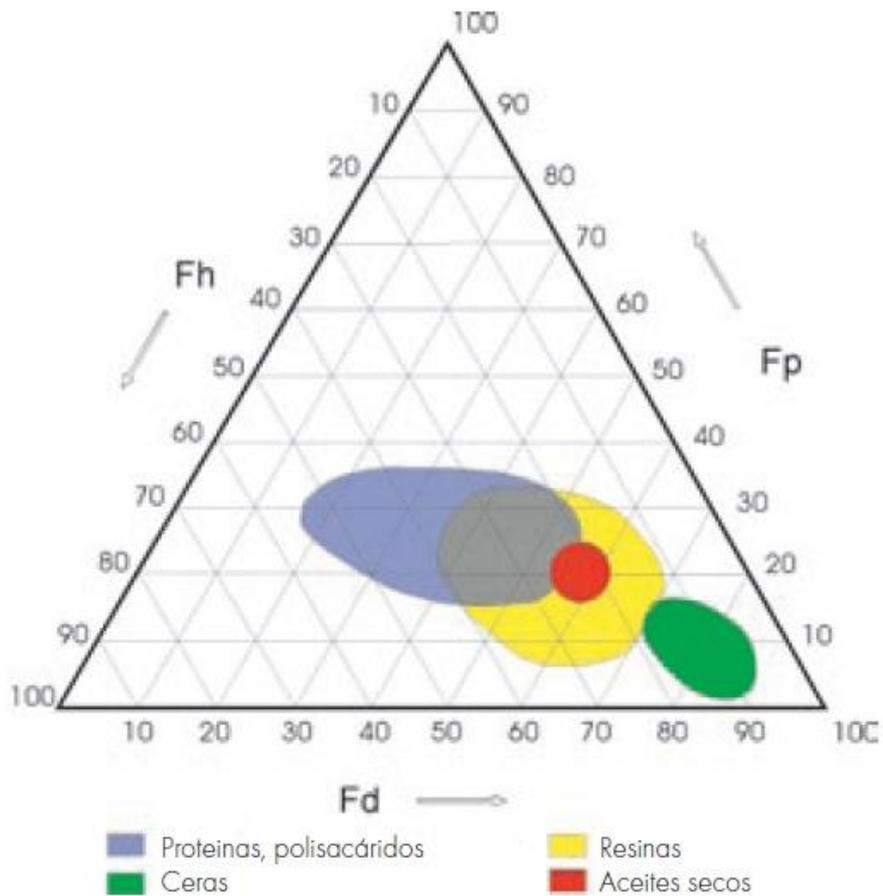


Figura 8. Representación de las zonas que cubren las solubilidades de distintos tipos de resinas en el triángulo de Teas (Sánchez y Jácome, 2017).

Las coordenadas resultantes de estas interacciones colocan la mayor parte del solvente en la parte inferior derecha del triángulo. Por lo tanto, una vez que se determinan los parámetros de solubilidad para cada solvente, las tres fuerzas que determinan los parámetros se resuelven en un triángulo de Teas.

d. Efecto de la temperatura en la precipitación.

El análisis de dispersión de parafinas realizado está basado en el efecto de la temperatura sobre las parafinas, en el cual la precipitación y el efecto de precipitación se caracteriza por cuatro temperaturas:

- Punto de cristalización: temperatura a la cual precipita el primer cristal de parafina.
- Punto de gel: temperatura a la cual la red cristalina comienza a formarse.
- Punto de fluidez: temperatura a la cual el crudo deja de fluir.
- Punto de fusión: temperatura a la cual la sustancia pasa de estado sólido a líquido.

e. Termodinámica de reacciones exotérmicas.

Las reacciones exotérmicas, como subproducto de la unión de dos o más componentes, se caracteriza por el desprendimiento de energía lo cual genera un incremento de la temperatura con una variación negativa de la entalpía de las energías de enlace (ΔH).

Las reacciones químicas implican la activación o ruptura de enlaces en los reactivos y la formación de enlaces para producir productos; la energía de disociación del enlace es la diferencia entre la entalpía de formación de los reactivos y la entalpía de formación de los productos:

$$D^o_{(R-X)} = \Delta H^o_{f(R)} + \Delta H^o_{f(X)} - \Delta H^o_{f(RX)} \quad (3)$$

Las energías de enlace en moléculas poliatómicas son difíciles de determinar a

medida que aumenta la complejidad del sistema cinético. Cuanto más estable es un compuesto menor es su energía libre de Gibbs de formación, en comparación con sus elementos constituyentes y otros compuestos. Los hidrocarburos son inestables a todas las temperaturas con respecto a C e H_2 , excepto metano y etano, los cuales son estables a temperaturas menores a 800 y 400 K.

Tabla 6. Energía de enlace C-H y C-C de parafinas y olefinas ligeras (Realpe y otros, 2009).

Reacción	C-H más débil n- parafina (kJ/mol)	C-C más débil n- parafina (kJ/mol)	C-H más débil-n- mono olefina (kJ/mol)	C-C más débil-n- mono olefina (kJ/mol)
metano @ etano	440	-	410	377
etano @ eteno	410	377	444	720
propano @ propeno	398	368	361	414
butano @ buteno	398	359	345	No reportada
pentano @ penteno	398	359	No reportada	No reportada
hexano @ hexeno	398	359	No reportada	No reportada

En la tabla 6 se observa que del propano en adelante las energías de los enlaces C-H más débiles son iguales, y es claro que no se está teniendo en cuenta el efecto del tamaño de la cadena, la cual afectaría la densidad electrónica alrededor del enlace y lo debilitaría. De acuerdo con Realpe y otros, (2009) tradicionalmente se acepta que a medida que aumenta la cadena de parafinas saturadas la deshidrogenación se favorece.

La deshidrogenación de parafinas está limitada por el equilibrio termodinámico y tiene alta tendencia al craqueo. Para que los hidrocarburos reaccionen, especialmente las parafinas saturadas, se necesitan altas temperaturas debido a que estas moléculas son poco polares y no tienen orbitales de baja energía vacíos ni orbitales de alta energía llenos, los cuales podrían fácilmente participar en una reacción (Labinger y Bercaw, 2022).

De acuerdo con Realpe y otros, (2009) la estructura molecular de un hidrocarburo saturado se basa en los enlaces: C-C y C-H, siendo la energía de disociación de enlace C-C más débil que la del enlace C-H. El primer paso para la activación de una parafina es la ruptura del enlace secundario C-H.

2.6.2. Normas técnicas y procedimientos experimentales.

a. Norma ASTM D 3279.

Este método de prueba se puede utilizar para cuantificar el contenido de asfaltenos en betún de petróleo, gasóleo, fueloil y petróleo crudo; el contenido de asfaltenos se define como componentes insolubles en n-heptano.

El alcance de este método de prueba incluye la determinación del porcentaje en peso de asfaltenos determinado por insolubilidad en solvente n-heptano; es adecuado para todos los betunes de petróleo duros y semiduros con poco o ningún contenido mineral, gasóleos, fuelóleos pesados y crudos con una temperatura de corte de 343 °C o superior; los valores expresados en unidades SI se consideran estándar; este estándar no incluye otras unidades de medida.

Esta Norma Internacional ha sido desarrollada de acuerdo con los principios de normalización reconocidos internacionalmente definidos en las Decisiones sobre los Principios para el Desarrollo de Normas, Directrices y Recomendaciones Internacionales emitidas por el Comité sobre Barreras Técnicas (TBT) de la Organización Mundial del Comercio (ASTM International, 2019).

b. Norma NTE INEN 2903.

Esta norma describe un método de prueba para determinar la densidad, la densidad relativa o la gravedad específica API del petróleo, productos derivados del petróleo o mezclas de petróleo crudo y productos no derivados del petróleo, generalmente como líquidos, a 15,6 °C, Presión de proceso, Presión de vapor Reid de 101,325 kPa o menos, utilice un hidrómetro.

La muestra se calienta a la temperatura especificada y una parte de la muestra se transfiere al cilindro aproximadamente a la misma temperatura; coloque el termómetro y el hidrómetro en el tubo que contiene la muestra a una temperatura similar y deje que se estabilice; cuando se alcanza la temperatura de equilibrio, se lee la escala del hidrómetro y se obtiene la temperatura de la muestra, el valor obtenido para la temperatura de referencia es la lectura del hidrómetro, no la medida de la densidad.

Las lecturas del hidrómetro observadas se corrigieron por efectos de menisco, factores de corrección por expansión térmica del vidrio y factores de corrección por temperatura; corrija la lectura del hidrómetro observada a la temperatura de referencia utilizando una varilla de nivel de aceite; si es necesario, coloque el tubo y su contenido en un baño a temperatura constante para evitar cambios de temperatura durante la prueba (INEN, 2015).

2.6.3. Componentes de píldora exotérmica.

a. Reactivo Exotérmico WCS HT A.

Composición: Solvente, mezcla alcalina, mezcla de tensioactivos.

Identificación del material

- Nombre del producto: WCS HT A®
- Uso recomendado: limpieza de pozos petroleros.
- Versión: 1
- Fecha de revisión 23-11-2014
- Fabricante: TechBioDeg Cía. Ltda.
- Dirección del Fabricante: Luis Coloma N 44-196 y Av. El Inca. Quito – Ecuador.

b. Reactivo Endotérmico Solvente WCS-HT- B.

Composición: Solvente, mezcla de ácidos orgánicos y cosolvente.

Identificación del producto

- Nombre del producto: WCS-HT® - B
- Versión N° 4 Fecha de revisión: 23-03-2013
- Uso recomendado: píldora de limpieza de pozos
- Proveedor: TechBiodeg Cía. Ltda. Luis Coloma N44-196 y Av. El Inca Quito – Ecuador.

c. Dispersante de parafina Tenance.

Composición: Combinación de Inhibidor / Dispersante / Solvente de parafinas.

Identificación del material.

- Nombre del producto: TENANCE®
- Uso recomendado: controlador de parafinas
- Versión: 3
- Fecha de revisión 5-10-2013
- Fabricante: TechBioDeg Cía. Ltda.
- Dirección del Fabricante: Luis Coloma N 44-196 y Avenida El Inca. Quito – Ecuador.

Características.

- Controlador de parafinas de amplio espectro.
- Soluble en petróleo crudo / dispersable en agua.
- Excelente penetración en sólidos oleosos.

Usos y aplicaciones.

Los usos y aplicaciones en la industria petrolera:

- Remoción de asfaltos y parafinas de pozos y tuberías.
- Limpieza de fondo de tanque de almacenamiento de hidrocarburos.
- Limpieza de maquinaria, equipos y herramientas contaminadas con hidrocarburos.

2.6.4. Definiciones básicas en aplicación de método antiparafínico.

a. Porosidad.

Es una propiedad física de las rocas que expresa el porcentaje de espacio que puede ocupar un líquido o gas, es decir la porosidad es la capacidad de las rocas para almacenar líquido, esta propiedad generalmente se expresa como un porcentaje (Jara, 2015).

b. Permeabilidad.

También conocida como permeabilidad absoluta, es la capacidad que tienen las rocas de permitir el paso de fluidos a través de medios porosos interconectados, si los poros no están interconectados, no hay permeabilidad. Hirschfelt y Ruíz (2008) definen que es una propiedad de una roca que mide qué tan bien se transportará el fluido a través de ella.

d. Daño de formación.

El daño a la formación es una reducción en la permeabilidad de la roca del yacimiento que puede ocurrir en cualquier etapa del desarrollo y/o producción del pozo debido al mecanismo de interacción entre el fluido afluente y la roca y/o con el fluido del yacimiento (Leecraft, 1983). El daño a la formación ocurre cerca del pozo o en la cara de la formación y su radio de invasión depende de las propiedades de esta.

Se debe hacer una distinción entre la profundidad del daño y el radio del daño. El radio de daño (sin corregir) es la distancia medida desde el centro del agujero; la profundidad del daño se mide desde la superficie del pozo; la permeabilidad en esta zona puede ser menor que en el resto del yacimiento como factor de daño (S), cuyo efecto es una caída de presión adicional (ΔP_s) que es proporcional a la tasa de producción (Restrepo y Garza, 2006).

Tabla 7. Valores de S y condiciones del pozo (Restrepo y Garza, 2006).

Valores de S (Daño)	Condiciones de pozo
> 10	Altamente dañado
$0 < S < 10$	Dañado
0	Sin daño
$-3 < S < -1$	Acidificado
$-4 < S < -2$	Fracturado
< -5	Fractura masiva

c. Radio de drenaje (re).

Es la distancia entre el centro del pozo y el límite del volumen de roca permeable donde se interrumpe la presión estática. Esto se denomina radio de drenaje porque en la mayoría de los casos se supone un flujo radial desde el yacimiento hasta el pozo (Hirschfelt & Ruíz, 2008).

d. Temperatura del reservorio.

La temperatura del yacimiento permanecerá constante a lo largo de la vida del pozo, regida por gradientes geotérmicos; el gradiente geotérmico es la variación de temperatura debajo de la superficie terrestre, 3° por cada 100 pies de profundidad.

e. Presión del reservorio.

Es la potencia por unidad de área que las moléculas ejercen alrededor del material, y la presión aumenta con la profundidad, por lo que cuanto más profundizamos, más presión se ejerce sobre la roca del yacimiento.

f. Presión de fondo fluyente (Pwf).

La presión de fondo de pozo que fluye es la presión que se acumula en la superficie de la formación, es decir, la presión que se acumula en la pared del pozo donde se ubica la perforación; esto se puede determinar mediante pruebas de formación, perfiles de presión o sensores de fondo de pozo; su valor puede variar entre pozos que están separados y puede verse afectado por la misma formación debido al

volumen de roca perturbado en el pozo (Hirschfelt & Ruíz, 2008).

g. Gradiente de fractura.

El gradiente de presión, generalmente expresado en psi/pie [kPa/m], en el cual un espacio dado en una formación se rompe y el fluido escapa. La determinación de los gradientes de fractura es un requisito clave en la planificación y el análisis del tratamiento de fracturas hidráulicas (Schlumberger, 2022).

h. Dispersantes de parafina.

El dispersante tiene una estructura química, un propósito de la molécula es unir la parafina y el otro propósito es disolverse en agua o aceite, dependiendo de la fase en la que se disperse la parafina (Candelo y Carvajal, 2010), estos penetran efectivamente los depósitos de cristales parafínicos para ser removidos de manera eficiente, una vez removida la parafina por los solventes, los agentes de superficie dispersan la parafina retornándolos a la fase oleosa.

i. Reactivo exotérmico.

El reactivo exotérmico es capaz de inhibir la formación de partículas sólidas no deseados, incluyendo parafinas, asfaltenos, proporciona una excelente capacidad de suspensión de partículas de parafina. Tal capacidad evita que las partículas se vuelvan a depositar dentro del pozo, por ejemplo, en tubing, casing, en la cara de la formación (Techbiodeg Cía. Ltda., 2015).

j. Demulsificantes.

La desemulsión se puede realizar por medios químicos y/o térmicos, la desemulsión química implica el uso de desemulsionantes; la función es romper la emulsión para producir petróleo crudo seco y agua pura; se pueden utilizar en un amplio rango de temperaturas para lograr el efecto deseado, la selección correcta (según las propiedades del líquido y la disponibilidad de las instalaciones de producción) y la aplicación son cruciales para un tratamiento exitoso (Campos, 2022).

k. Estabilizador de arcillas.

Aditivos químicos utilizados en tratamientos de estimulación para evitar que las partículas de arcilla migren o se hinchen cuando reaccionan con fluidos a base de agua; algunos fluidos a base de agua pueden afectar la formación de cargas de escamas de arcilla naturales si no se protegen adecuadamente; a medida que cambia la carga, las plaquetas se hinchan o migran en el fluido circulante y puede ocurrir algo de obstrucción de arcilla en la matriz después de la dispersión; los estabilizadores de arcilla mantienen las escamas de arcilla en su lugar al controlar la carga y las propiedades electrolíticas del fluido de procesamiento (Schlumberger, 2022).

l. Solvente mutual.

Aditivo químico para tratamientos de estimulación que es soluble en petróleo, agua y fluidos de tratamiento con base ácida. Los solventes mutuos se utilizan de forma rutinaria en diversas aplicaciones, como la remoción de depósitos de hidrocarburos pesados, el control de humedad de las superficies de contacto antes, durante y después de un tratamiento y la prevención o descomposición de emulsiones.

2.6.5. Herramientas en aplicación de método antiparafínico.

En la aplicación de dispersión de parafinas por medio de una píldora exotérmica se debe tener en cuenta las facilidades necesarias para la adecuada aplicación de este método, existen 2 aspectos muy importantes a considerar: la preparación de la solución de activos y la forma en que estos van a ser enviados hasta el punto donde se presenta el problema de posición.

a. Unidad de Swab.

Es una técnica de pistón que implica el uso de cables para elevar un fluido (petróleo, agua o agua aceitosa) a través del interior de una tubería de producción o

revestimiento desde una profundidad específica hasta la superficie; la inducción o siembra tiene como objetivo recuperar petróleo y/o agua mediante batimetría e inducción mecánica, que remueve partículas de parafina, emulsiones y sólidos que se adhieren a las paredes de la tubería de producción o se encuentran suspendidos en el fluido del pozo. Posee copas de goma o neopreno (Azcarate, 2018).

b. Squeeze o cementación forzada.

De acuerdo con Carlos y otros, (2012) es el proceso de inyectar cemento en el espacio anular bajo presión a través de perforaciones o ranuras en la tubería de revestimiento; el propósito de este método es corregir la mala cementación inicial detectada por registros eléctricos apropiados utilizados para controlar la calidad de la cementación.

c. Packer.

Un dispositivo que puede introducirse en un pozo con un pequeño diámetro exterior inicial y luego expandirse desde el exterior para sellar el pozo; los empacadores usan elementos elastoméricos flexibles expandibles, y los dos tipos más comunes son los empacadores de producción o de prueba y los paquetes inflables; los empacadores de producción se pueden colocar en pozos de revestimiento, los empaques inflables se utilizan en pozos abiertos o en pozos de tubería, se pueden operar con alambre, tubería o tubos de bobinado, algunos paquetes están diseñados para ser removibles, mientras que otros están sexados permanentemente; los empacadores permanentes están hechos de material ligeramente triturado o molido (Schlumberger, 2022).

d. Tanque cisterna.

Inicialmente se debe utilizar un mezclador que garantice la homogenización de la solución de los reactivos, además de esto es importante incorporar tanques en los cuales se pueda contener los reactivos y dispersante sin mezclar, así como el espaciador inerte que se va a emplear para retardar la ocurrencia de la reacción dentro de la tubería, la forma de los reactivos ingresa en la tubería se hace por

baches, donde cada bache se forma por cierta cantidad de cada reactivo alternado por el espaciador utilizado.

e. Camión bomba.

Una vez se tienen los reactivos y la solución de estos, se deben enviar a través de la tubería para poder solucionar el problema de deposición, de esta manera se propone utilizar bombas capaces de impulsar cada bache hasta el punto donde se presenta el depósito. El tipo de bomba que se propone utilizar son bombas tríplices, las cuales están diseñadas para trabajar a altas presiones y caudales de inyección regulados, es importante mencionar que la velocidad de inyección viable es de 1 m/s lo cual equivale a 27 bbl/m, teniendo en cuenta que el diámetro de la tubería de referencia es de 0.3 m (Suescún y Betancourt, 2013).

f. CIBP.

El CIBP (Casing Irretrievable Bridge Plug) es un tapón de puente que se usa para aislar áreas que normalmente perderían agua, excepto que se diferencia de un pestillo en la forma en que funciona condición hasta que ya no esté sobrecargado por el trabajo cuando dicho trabajo se requiera en pozos debajo de la zona CIBP; el instrumento se puede conectar mecánicamente a través de un tubo o eléctricamente a través de un cable (Carrasco, 2006).

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1. DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

El estudio es experimental, de corte transversal y de enfoque mixto, es decir cualitativo y cuantitativo. Es experimental debido a que se manipula las variables de estudio sometiéndolo a una situación en particular para determinar su reacción e interacción entre las mismas (variable independiente y dependiente) (Arias, 2012).

Es de corte transversal, dado que se analiza todos los datos del fenómeno estudiado en un periodo de tiempo determinado sobre la muestra de estudio establecida (Hernández y otros, 2014). Además es cuantitativo puesto que se maneja datos numéricos para determinar los resultados obtenidos al ejecutar el instrumento de investigación y es cualitativo pues se basa en ensayos de esta índole para analizar parafina según la Norma NTE INEN 2903.

3.1.1. Tipo de investigación.

La investigación es de tipo descriptivo debido a que caracteriza a las variables de la población de estudio, al describir su naturaleza y las razones por las que se produce el fenómeno de estudio (Arias, 2012).

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

3.2.1. Población.

La población de estudio está compuesta por una lista de 25 pozos productores de crudos parafínicos, proporcionada por el departamento de Ingeniería de Producción de la empresa Pacifpetrol S.A y que presentaban problemas con parafinas y carbonatos (depósitos orgánicos e inorgánicos), donde existe un declive en su historial de producción; a continuación, en la tabla 8, se detallan dichos pozos a condición actual.

Tabla 8. Población de estudio (Pacifpetrol, 2022).

POZO	Historial de Producción	Condición	
SPA0235	<p>Se limpia tubería con vapor debido a presencia de parafinas según reporte CEPE (26/07/1982)</p> <p>Bomba salió embastionada según reporte BM (15/02/1997) y según pulling (20/10/2012; 23/11/2016)</p> <p>Presencia de escala (28/05/2008; 25/02/2010; 17/04/2012; 16/05/2021)</p> <p>Puente de producción sale con parafina (31/10/2009)</p> <p>Presencia de parafina en tubería (23/11/2016)</p> <p>Se limpió tubería con vapor (23/02/1981; 25/03/1981; 13/04/1981; 07/06/1982; 14/10/1982; 02/10/1984; 23/04/1985; 25/01/1983; 12/08/1983; 15/09/1983; 23/09/1983; 26/09/1983; 03/06/1985; 24/07/1986; 29/09/1986; 19/10/1988; 18/01/1995; 25/01/1996)</p>	<p>Casing 13 3/8, 9 5/8, 6 pulg. Arena productora: Santa Elena</p>	NO
ANC0504	<p>Presencia de parafina según reportes antiguo (01/03/1972; 07/07/1972; 30/08/1972; 10/03/1978; 07/09/1978; 07/06/1982; 01/04/1986; 17/07/1989; 29/08/1999). Presencia de parafina según datos pulling (09/08/2007; 04/03/2010; 20/08/2012; 08/10/2013; 29/12/2013; 28/01/2014; 12/05/2015)</p> <p>Presencia de escala dura según reporte de producción (17-07-1989; 26/10/2001). Presencia de escala según datos de pulling (20/08/2012; 10/09/2012; 23/10/2012). Bomba embastionada (20/08/2012; 28/06/2018)</p> <p>Se inyectan 10 bls de aceite absorbedor caliente + 5 gal DE XT-47</p>	<p>Casing 4 3/4 CIPB asentado 2799 pies</p>	NO
ANC3007	<p>Bomba sale embastionada (05/06/2002; 13/06/2002; 18/06/2002; 21/04/2007; 05/02/2009; 02/06/2009; 18/10/2017)</p> <p>Presencia de escala (14/04/2008; 05/02/2009; 02/06/2009; 25/07/2009; 10/09/2010; 25/07/2016)</p> <p>Presencia de parafina (05/06/2002; 02/06/2009; 10/09/2010; 07/07/2012; 08/06/2013; 20/07/2016; 24/07/2016)</p> <p>Presencia de carbonato (14/09/2012)</p> <p>Se limpió tubería con vapor (20/10/1971; 10/09/1986; 04/05/1995; 20/03/1996)</p>	<p>Casing 9 5/8, 7 y 5 pulg. CIPB asentado 2217 pies</p>	NO
ANC1213	<p>Bomba sale embastionada (30/09/2009; 10/01/2011; 04/07/2011; 23/12/2013; 15/09/2017; 24/10/2017; 10/02/2021)</p> <p>Presencia de parafina (12/05/1976; 12/11/1976; 05/08/1978; 06/08/1980; 30/09/1980; 17/10/1980; 04/01/1982; 26/06/1985; 10/09/1986; 30/07/1987; 22/05/1992; 09/09/1993; 22/09/1995; 09/01/1996; 06/03/1996; 13/03/1996; 20/03/1996; 30/04/2009; 11/12/2009; 29/09/2010; 09/01/2011; 10/01/2011; 04/07/2011; 01/12/2011; 16/04/2012; 23/12/2013; 30/12/2013; 22/08/2015; 29/07/2016; 14/09/2017; 18/09/2017; 10/02/2021)</p> <p>Presencia de escala (29/09/2010; 10/01/2011; 16/04/2012; 07/12/2022)</p> <p>Bombee aceite absorbedor y dispersante (15/01/2011)</p> <p>Estimulación con tolueno (31/08/1984)</p>	<p>Condiciones óptimas: Casing 6 pulg. Zona de interés con punzados. Arena productora Atlanta</p>	SI
ANC1639	<p>Se limpió la instalación con vapor (08/12/1972; 09/12/1977; 02/03/1978; 28/06/1978; 05/12/1978; 22/05/1982; 10/09/1982; 07/01/1983; 02/09/1983; 14/10/1983; 01/08/1984; 04/10/1984; 22/04/1986; 19/05/1987; 02/02/1990)</p> <p>Presencia de parafina (04/12/1972; 20/06/1978; 22/05/1982; 07/01/1983; 03/01/1984; 04/10/1984; 02/02/1990; 21/01/2004; 11/09/2004; 21/11/2007; 08/04/2008; 09/04/2008; 27/08/2008; 14/01/2009; 04/07/2009; 17/10/2009; 31/08/2010; 20/02/2011; 21/10/2013; 05/07/2017; 15/04/2021; 15/11/2022)</p> <p>Presencia de escala (31/08/2010; 16/01/2012; 05/07/2017)</p> <p>Bomba sale embastionada (07/09/2004; 28/10/2004; 28/12/2006; 04/07/2009; 31/08/2010; 05/07/2017; 15/04/2021)</p> <p>Tratamiento químico (18/06/2007; 10/04/2008)</p>	<p>Condiciones óptimas: Casing 5 1/2 pulg. Zona de interés con punzados. Arena productora Atlanta</p>	SI

ANC0585	Se limpió la instalación con vapor (22/07/1970; 21/09/1970; 04/05/1971; 06/12/1971; 29/03/1972; 28/05/1972; 28/12/1972; 14/05/1976; 12/08/1977; 04/07/1978; 27/03/1979; 03/08/1979; 26/02/1980; 27/10/1980; 30/09/1981; 11/03/1982; 28/08/1982; 08/02/1983; 25/10/1983; 26/07/1984; 26/11/1984; 04/07/1985; 23/01/1986, 11/08/1986; 19/09/1989; 18/01/1991; 05/03/1996; 20/03/1996) Bomba sale embastada (20/09/2019)	Casing: 8 5/8 pulg.	NO
ANC0093	Presencia de parafina (24/10/1963; 28/12/1972; 14/05/1976; 04/07/1978; 11/03/1982; 08/02/1983; 25/10/1983; 26/11/1984; 19/09/1989; 13/02/2017; 20/09/2019) Presencia de lodo (18/07/2009) Presencia de parafina (08/11/2022); 30/12/2013; 22/08/2015; 29/07/2016; 14/09/2017; 18/09/2017; 10/02/2021)	Muestra	SI
ANC1894	Sale bomba embastada según pulling (31/07/2014) Presencia de escala (31/07/2014) Presencia de parafina (05/05/1976; 24/03/1984) Se limpió instalación con vapor (06/08/1973; 05/05/1976; 29/09/1980; 29/12/1981; 29/04/1982; 09/07/1982; 20/09/1983; 30/09/1983; 24/03/1984; 25/08/1984; 16/08/1990; 30/12/1991) Se realiza estimulación (1/08/1981) Copa no pasa a 1300 ft (probablemente arena) pulling (29/04/2016)	Casing 4 1/2 CIPB asentado 1714 pies	NO
ANC0056	Presencia de lodo (18/07/2009) Presencia de parafina (08/11/2022)	Casing no alineado 1780 ft	NO
ANCC020	Presencia de parafina (06/06/2011; 25/02/2012; 07/09/2012; 28/02/2019)	Muestra	SI
ANC1939	Presencia de parafina (14/07/1972; 06/04/1976; 09/12/1977; 24/09/1978; 07/05/1982; 30/12/1982; 16/04/1985; 21/01/1986; 14/05/1991; 03/07/1996; 04/04/2007; 08/10/2012; 17/09/2013; 05/01/2017; 06/06/2019; 02/09/2021) Presencia de lodo (08/03/1971; 02/09/2007; 23/01/2017) Presencia de carbonato (06/06/2019) Se limpió instalación con vapor (06/10/1977; 14/11/1979; 20/02/1981; 25/02/1981; 17/12/1981; 09/06/1984; 19/04/1985; 13/10/1988; 14/09/1990; 18/06/1991; 15/07/1991; 27/07/1991; 16/01/1992; 05/03/1992)	Casing 4 1/2 pulg. Con punzados y fracturadas en varias arenas	NO
ANC0070	"Presencia de lodo según pulling (06/09/2011). Se balea (08/09/2011) Se baja paraffin cutter para calibrar la sarta de tubería según pulling (23/08/2011)"	Casing 10 3/4 pulg. zona con punzados en varias arenas	NO
ANC0081	"Posible pescado en fondo de pozo @1810'; Lodo según pulling (19/08/2002) Se baja bloque de 7" @ 2200' y marca punta cuadrada según pulling (12/06/2008). Se limpia tubería con paraffin cutter según pulling (12/06/2008) Presencia de parafina según estadística de pulling (22/08/2002) Bomba sale embastada según estadística de pulling (19/08/2002)"	Casing 8 1/2 pulg. Posible pescado a 1810 ft.	NO
ANC0467	"Presencia de parafina según ficha de instalación (19/12/1972; 26/04/1976; 25/03/1986; 11/04/1990; 27/09/1991; 07/05/1993; 23/09/1993; 13/10/1993; 23/11/1993; 28/07/1994; 24/08/1996; 22/03/1996) Obstrucción @ 3600' según wireline"	Casing 5 9/16 pulg. Pescado a 3600 ft	NO
TIG0043S	"Presencia de carbonato según ficha de instalación (06/09/1995; 04/01/1996) Presencia de parafina según ficha de instalación (06/09/1995) Bomba salió embastada según ficha de instalación (02/03/1993; 17/08/1993; 06/09/1995) Obstrucción @1530 ft según wireline (11/05/2022)"	Casing 5 1/2 pulg. Pescado a 1530 ft.	NO
ANC1092	Presencia de parafina según pulling (07/01/2010)	Casing 7"	NO
ANC1933	"Pescado @1850'. Presencia de lodo (20/01/1973; 10/09/1987; 10/06/1991) Presencia de parafina (25/03/1976; 03/06/1976; 17/02/1982; 22/12/1982;10/09/1987)	Casing 4 1/2. CIPB asentado 2604 pies	NO

	Presencia de arena (14/04/1987)"		
TIG0059	"Presencia de lodo según pulling (05/07/2009) Presencia de lodo según ficha de instalación (09/09/1986; Bomba sale embastionada según pulling (16/06/1999; 19/05/2000; 05/06/2017) Bomba sale embastionada según ficha de instalación (18/06/1986; 14/10/1987; 10/11/1998; 19/05/2000) Presencia de parafina según reporte de BM (22/06/1998)"	Casing 5 ½ pulg. Sin punzados zona de interés.	NO
ANC1905	"Bomba sale embastionada según pulling (02/02/2009; 21/02/2013; 08/10/2014; 21/04/2016) Presencia de escala según pulling (29/07/2009; 08/10/2014; 21/04/2016) Presencia de arena de fractura según pulling (02/07/2002; 11/05/2016; 17/05/2016; 25/05/2016; 20/06/2016) Presencia de parafina según ficha de instalación (20/05/1976) Estimulación con tolueno según ficha de instalación (24/03/1981) CIBP@1865 ft"	Casing 4 ½. CIPB asentado 1865 pies	NO
TIG0056	Presencia de arena y parafina según pulling (07/03/2006)	Casing 6 5/8 pulg.	NO
ANC0120	"Presencia de lodo según pulling (29/05/2014; 08/06/2014; 13/06/2014) Presencia de lodo según ficha de instalación (06/11/1991) Presencia de parafina según pulling (12/08/2021) Presencia de parafina según ficha de instalación (02/04/1982; 22/08/1984)"	Casing 5 ¾ pulg.	NO
ANC0134	"Presencia de lodo según pulling (03/10/2009) Presencia de parafina según pulling (26/06/2014; 05/06/2019) Bomba embastionada según pulling (02/10/2009; 29/05/2011; 13/09/2011; 06/09/2019)"	Casing 9". Zona de punzados en varias arenas.	NO
ANC0090	"Presencia de lodo (20/01/1973; 16/06/1989; 10/06/1991) Presencia de arena (25/03/1976; 14/04/1987) Presencia de parafina (03/06/1976; 17/11/1982; 22/12/1982; 10/04/1987) Posible obstrucción @ 2060 y 1730 ft según wireline 28/10/2012 y 15/02/2013, sin embargo, pulling 20/11/12 baja bloque impresor 4" hasta 2200 ft sin marca "	Casing 6". Pescado a 2060 y 1730 ft.	NO
ANC1236	Presencia de lodo según pulling (21/03/2002;21/04/2005; 26/04/2005; 22/04/2007; 21/05/2009; 06/11/2010; 16/09/2011; 21/09/2011; 30/09/2011; 09/12/2011; 23/04/2014; 22/02/2015; 11/03/2016; 25/01/2017) Presencia de lodo según wellfile (28/01/1997) Presencia de carbonatos según pulling (02/03/2012; 05/07/2012) Presencia de parafina según pulling (29/12/2008; 10/11/2009; 29/01/2010; 05/11/2010; 18/03/2013; 22/04/2014; 13/09/2014; 22/01/2015; 18/09/201530/01/2023; 28/12/2016; 14/05/2018)	Condiciones óptimas: Casing 6 ". Zona de interés con punzados.	SI

En la tabla 8 se muestra las características de la población de pozos del estudio, con respecto a presencia de parafina a lo largo de su vida productiva, también muestran procesos químicos y térmicos para limpieza con vapor, estado de las bombas, estimulaciones, presencia de carbonatos, escala, arena de fractura y lodos, pescados que impiden la posible aplicación de tratamiento, los pozos con estas limitaciones se presentan con la palabra NO, asumiendo que no son aptos de selección, por lo contrario los pozos con la palabra SI poseen condiciones óptimas de selección para análisis en base a los criterios.

3.2.2. Muestra

La muestra de estudio se determinó por el proceso de selección de 5 pozos pilotos para la aplicación de método antiparafínico con píldoras exotérmicas, de los cuales se recolectaron en campo 5 muestras de crudo y parafina por cada uno de ellos, las muestras de parafina sólida se recuperó de la formación Atlanta cuyos depósitos se encuentran en la cara de la arena, a profundidad del sentamiento de las bombas de cada pozo, se basó en caracterizar aquellos pozos que muestran problemas severos de parafinas, presentes como depósitos orgánicos en la cara de la formación. Actualmente, en el bloque 2 campo Gustavo Galindo Velasco se encuentran perforados 2884 pozos aproximadamente, se reactivaron 1470 después de emergencia sanitaria del año 2020, de los cuales 1163 pozos aportan producción actualmente, se dividió el estudio por secciones, y se enlisto pozos que en su historial de producción había presencia de parafina.

a. Criterios de selección.

El análisis de pozos de la matriz presentada se lo efectuó en base a los siguientes criterios de selección:

- Historial de producción (Declinación de producción).
- Esquema mecánico del pozo. (Casing recomendado 5, 6 y 7")
- Mecanismo de producción (Bombeo mecánico).
- Problemas mecánicos (Presencia de pescados).
- Tratamientos realizados.
- Zona de interés con punzados.
- Cementación atrás de la arena.
- Producción acumulada – Reservas.

Además, para la selección de los pozos se hizo un análisis teniendo en cuenta las siguientes características: bloque al que pertenece, profundidad, arena productora, gravedad API del crudo, presión, gradiente geotérmico, producción diaria, condición actual, trabajos especiales realizados a través de su vida productiva y otras observaciones que pudieran contribuir a la selección del pozo a muestrear en fondo.

Tomando en cuenta todas las variables, se tuvo una lista preliminar con un total de 10 pozos que poseen intervalos prospectivos, de los cuales se descartan 5 por completaciones con numerosos casing difíciles de tratar por la falta de packer comerciales para poder forzar la formación, no están cementados detrás de la zona de interés y pescados, quedando un total de 5 pozos piloto propuestos presentados en la tabla 9, siendo estos candidatos posibles para propuesta de aplicación de método químico con píldora exotérmica.

Tabla 9. Muestra de Estudio en base al método con píldoras exotérmicas.

Pozos	Sección	Condiciones
ANC 1213	73 Norte	Posible
ANC 1236	67 Central	Posible
ANC C020	73 Norte	Posible
ANC 0093	73 Norte	Posible
ANC 1639	72 Norte	Posible

3.3. INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

La población de este trabajo se enfoca en 5 pozos seleccionados del bloque 2 campo Gustavo Galindo Velasco, que cumplan las condiciones de operación para ser evaluados a nivel de laboratorio, y su propuesta de aplicación en campo del método antiparafínico propuesto.

La recolección de muestras para este trabajo de investigación consta en tomar en campo 5 muestras de parafina depositada, presentes en la cara de la formación de los 5 pozos seleccionados, trabajo realizado por equipo de pulling del departamento de producción de la empresa Pacifpetrol S.A. para su posterior análisis mediante ensayos y pruebas a nivel de laboratorio.

3.3.1. Ensayos de Laboratorio.

Una vez recolectadas las muestras de crudo y parafina de los pozos seleccionados se procede a realizar los ensayos propuestos monitoreados por el Ing. Ángel Jácome, en el laboratorio certificado TechBioDeg Cía. Ltda., ubicado en la ciudad de Quito, cuyos procedimientos son los siguientes:

Informe técnico de laboratorio

Lugar y Fecha:	Quito – Ecuador, 15 de febrero de 2023.
Laboratorio:	TechBioDeg Cía. Ltd. - Determinación del contenido de parafinas (Norma ASTM D 3279).
Ensayos:	- Dispersión de parafinas (Norma NTE INEN 2903).
Laboratorista:	Ing. Ángel Jácome.
Solicitado por:	Manuel Rodríguez.

Ensayo A: Determinación del contenido de parafinas (Norma ASTM D 3279).

Equipos, materiales y reactivos.

- Matraz
- Baño maría
- Balanza analítica
- Termómetro
- Vasos de precipitación 50 ml
- Tubos de ensayo
- Pipetas
- Solventes (Xileno, Tolueno)
- Dispersante de parafina (Tenance)

Procedimiento.

- Medir 5 ml de muestra con una pipeta.
- Colocar la muestra en un matraz de 300 ml y agregar 150 ml de Heptano, mezclar bien.
- Cubrir el frasco y colocar en un lugar oscuro, deje reposar durante 30 minutos.
- Colocar la muestra en tubos centrífugos y centrifugar por 10 minutos.
- Anotar las lecturas de volúmenes de precipitado, llámele volumen “A”.
- Decante el líquido dejando solo el precipitado.
- No importa cuantos tubos centrífugos se haya utilizado, solo agregue 15 ml de solvente (Xileno, Tolueno) al total del precipitado, lave cada tubo con solo los 15 ml del solvente y combine todo en un tubo y agitar vigorosamente.
- Centrifugar la mezcla y tome otra lectura de precipitado, llámese volumen “B”.
- Calcular % en volumen utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Volumen (\%)} \text{ de parafina} = \frac{B}{5} * 100$$

Análisis de Resultados.

Tabla 10. Resultados del contenido de parafinas en muestras de pozos.

Pozos	Grado API	% Parafina
ANC 1213	40	54
ANC 1236	41,3	52
ANC C020	38,7	63
ANC 0093	35,5	56
ANC 1639	36	52

De acuerdo con el ensayo realizado del contenido de parafina a 5 muestras de crudo del campo Gustavo Galindo Velasco, los resultados son Crudos Parafínicos (% de saturados mayor al 50%)

Ensayo B: Dispersión de parafinas (Norma NTE INEN 2903).

Ensayo de punto de nube.

Equipos, Materiales y Reactivos.

- Baño maría
- Calentador
- Balanza analítica
- Termómetro
- Matraz
- Vasos de precipitación 50 ml
- Probetas 50 ml
- Tubos de ensayo
- EP

Procedimiento.

- Pesar 1 g de muestra de parafina sólida y colocar en tubos de ensayo.
- Mezclar bien en matraz 150 ml de solventes.
- Agregar 7 ml de solvente en cada muestra a ensayar.



Figura 9. Procedimiento Ensayo Punto de nube.

- Calentar en baño maría hasta que se disuelva la parafina en el solvente.
- Enfriar las muestras y anotar la temperatura a la cual la parafina empieza a formar los primeros cristales.
- Agregar las concentraciones de químico dispersante de parafinas que se requiera probar y mantener una muestra como blanco.

Muestra 1: Blanco sin dispersante

Muestra 2: 2% dispersante

Muestra 3: 4% dispersante

Muestra 4: 6% dispersante

Muestra 5: 8% dispersante

- La concentración utilizada será la de menor punto de cristalización.
- Una vez determinada la concentración de químico dispersante a utilizar, realizar el ensayo de dispersión de la muestra de parafina.



Figura 10. Resultados Ensayo Punto de nube.

Análisis de Resultados.

Por medio de análisis se determinó que el punto de cristalización de las muestras es 158.5 °F, temperatura a la cual aparece los primeros cristales de parafina, el porcentaje de concentración recomendada de dispersante de parafina es 2%, ya que se obtuvo mejores resultados de disolución en mejor concentración, ya que en valores de mayor concentración se alcanzaban valores similares de temperatura.

Ensayo C: Ensayo cualitativo de dispersión de parafina.

Procedimiento.

- Pesar 0.4 g de muestra de parafina y colocar en tubos de ensayo.
- Adecuar los tubos diluyendo la parafina en su interior con calor y dispersándola alrededor del tubo para simular la adherencia de la parafina en el pozo.
- Determinar el punto de fusión de la parafina, para ello colocar a temperatura el tubo de ensayo con una muestra de parafina, sumergir el termómetro y observar la temperatura a la cual se diluye la parafina.
- Luego de determinar el punto de fusión, colocar los solventes propuestos en los tubos de ensayo adecuados con la parafina en el orden a ensayar.
- Observar la limpieza del tubo de ensayo y cuantificar el porcentaje de parafina removido mediante diferencia de pesos.

Registros fotográficos.

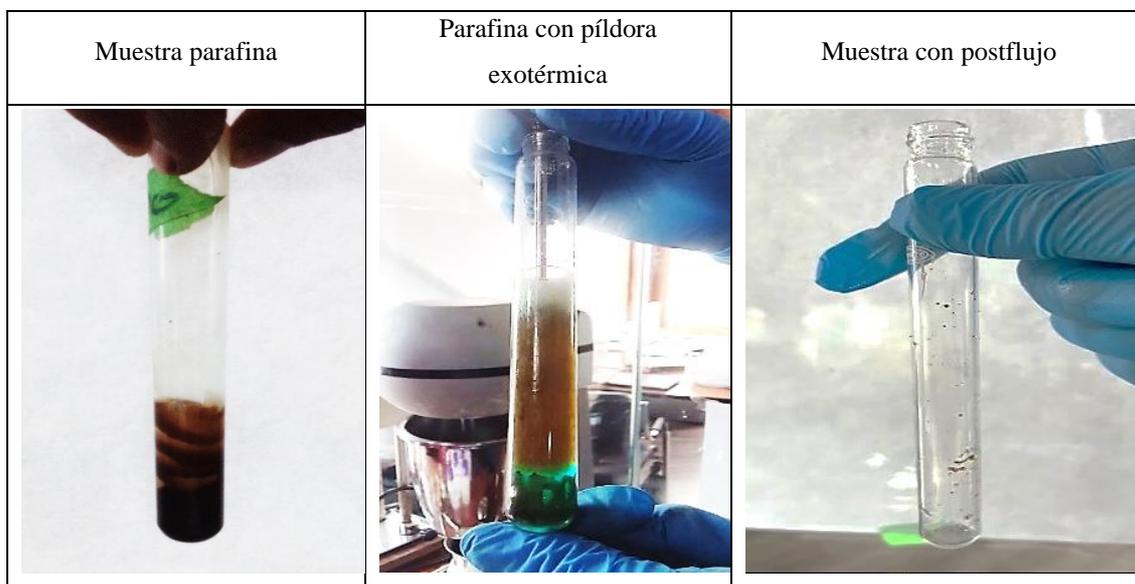


Figura 11. Procedimiento Ensayo de dispersión de parafina.



Figura 12. Resultados Ensayo de dispersión de parafina.

Cálculos y datos experimentales.

- Punto de fusión de las muestras de parafina campo ANCÓN: 200°F.
- Preflujo: JP1 o Diesel a 95% + 5% TERNASOL al volumen del preflujo
- Tratamiento dispersante de parafinas: Tenance
 - WCS “A”: 5 ml. Reacción exotérmica
 - WCS “B”: 5 ml.
- Postflujo (Desplazante): Fluido de Control Especial
- T antes de la reacción exotérmica: 200°F
- T luego de la reacción exotérmica: 215°F

Las muestras pertenecientes a los pozos ANC1213, ANC1236, ANCC020, ANC0093 y ANC1639, fueron ensayadas para determinar la dispersión de estas, por los reactivos exotérmicos WCS HT -A, WCS HT -B y dispersante de parafina Tenance, realizando una propuesta para todos los casos.

Resultados

Tabla 11. Temperatura y Punto de Fusión (Norma NTE INEN 2903).

Pozos	Temperatura de fondo	Punto de fusión
ANC 1213	105 °F	190 °F
ANC 1236	100 °F	202 °F
ANC C020	105 °F	200 °F
ANC 0093	90 °F	160 °F
ANC 1639	100 °F	160 °F

Propuesta #1

- ENSAYO A: Reactivos WCS HT-A y WCS HT -B al 100% agregando las píldoras por separado para reaccionar en fondo.
- ENSAYO B: Reactivos WCS HT-A y WCS HT -B al 100% mezclados en superficie y luego agregar a la muestra de parafina.

Propuesta #2:

- ENSAYO C: Reactivos WCS HT-A y WCS HT -B diluidos al 80% agregando las píldoras por separado para reaccionar en fondo.
- ENSAYO D: Reactivos WCS HT-A y WCS HT -B diluidos al 80% mezcladas en superficie y luego agregar a la muestra de parafina.

Tabla 12. Resultados de ensayos de dispersión de parafinas pozo ANC1213.

	Ensayo A	Ensayo B	Ensayo C	Ensayo D
Peso inicial muestra (gramos)	0.42	0.5	0.45	0.53
Peso final de la muestra (gramos)	0	0.47	0	0.49
% Parafina removida	100 %	6 %	100 %	7.5 %

Tabla 13. Resultados de ensayos de dispersión de parafinas pozo ANC1236.

	Ensayo A	Ensayo B	Ensayo C	Ensayo D
Peso inicial muestra (gramos)	0.3	0.49	0.46	0.5
Peso final de la muestra (gramos)	0	0.45	0	0.48
% Parafina removida	100 %	8.2 %	100 %	2 %

Tabla 14. Resultados de ensayos de dispersión de parafinas pozo ANCC020.

	Ensayo A	Ensayo B	Ensayo C	Ensayo D
Peso inicial muestra (gramos)	0.57	0.6	0.42	0.51
Peso final de la muestra (gramos)	0	0.56	0	0.48
% Parafina removida	100 %	6.6 %	100 %	5.9 %

Tabla 15. Resultados de ensayos de dispersión de parafinas pozo ANC0093.

	Ensayo A	Ensayo B	Ensayo C	Ensayo D
Peso inicial muestra (gramos)	0.68	0.56	0.47	0.62
Peso final de la muestra (gramos)	0	0.53	0	0.58
% Parafina removida	100 %	5.3 %	100 %	6.4 %

Tabla 16. Resultados de ensayos de dispersión de parafinas pozo ANC1639.

	Ensayo A	Ensayo B	Ensayo C	Ensayo D
Peso inicial muestra (gramos)	0.39	0.49	0.41	0.5
Peso final de la muestra (gramos)	0	0.45	0	0.48
% Parafina removida	100 %	8,1 %	100 %	4 %

Mediante ensayo de laboratorio se determina el punto de fusión de la parafina enviada como referente del campo Ancón a 200° F.

Tabla 17. Temperaturas de fusión alcanzadas con píldoras exotérmicas.

% Mezcla de reactivos	Temperatura
WCS HT A + WCS HT B al 100%	215 °F
WCS HT A + WCS HT B al 80%	205 °F

Análisis de Resultados.

Los reactivos WCS HT A y B mezclados al 100% sin dilución alcanzan una temperatura de 215°F, y mezclados al 80% en dilución en agua alcanzan una temperatura de fusión de 190°F, una temperatura por debajo de 180°F no logra fundir la muestra de parafina analizada.

La temperatura de fusión durante la reacción de los químicos WCS HT A y B es instantánea alcanzando su máxima temperatura, la cual no se mantiene y va decreciendo progresivamente 80-90°F en un lapso de 30 min aproximadamente.

Con la mezcla por separado de los aditivos WCS HT A y B para reacción en el fondo se obtuvo una remoción total, llegando a remover el 100% de la muestra de parafina ensayada y adherida en los tubos de ensayo, esto para los reactivos A y B puros y diluidos al 80%.

3.4. PROCESO DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

La metodología propuesta se basa en análisis del historial de producción de pozos y de trabajos realizados por empresas de servicios petroleros en el campo Gustavo Galindo Velasco. En la aplicación del tratamiento con píldoras exotérmicas se consideran parámetros tales como: mineralogía de la arena, formación productora, diferencial de presión, presión de fractura, gradiente geotérmico, nivel del fluido del pozo, profundidad de la zona de interés (punzados), taponamientos, longitud y diámetro del casing, cementación y facilidades disponibles.

3.4.1. Análisis de características pozos seleccionados.

Para el análisis de los pozos seleccionados se considera su esquema mecánico ya que es necesario para determinar la cantidad en volumen de tratamiento que necesita cada uno de ellos, se determina la capacidad por medio de los diámetros internos y externos de los casing, tubería de producción y anular, para determinar la manera de aplicar los componentes de la píldora exotérmica, la recolección de información se detalla a continuación:

a. Pozo ANC1213.

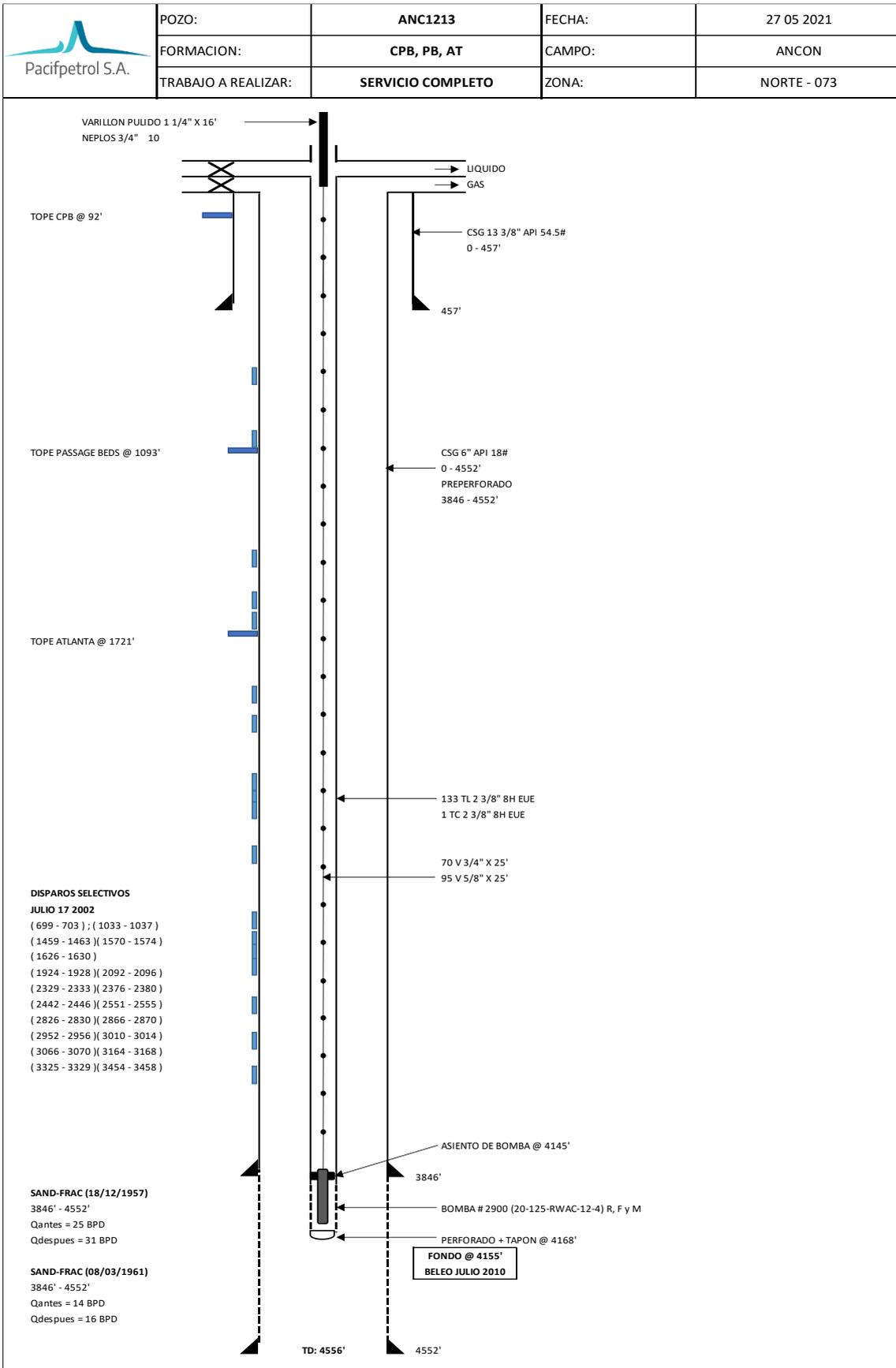


Figura 13. Completación del Pozo ANC1213 (Pacifpetrol, 2022).

Una vez realizada la visita de campo y con la revisión de la información se tiene que este pozo está produciendo de la arena Atlanta, tiene un casing ranurado desde 3846 pies hasta 4552 pies (zona de interés), la bomba está asentada a la profundidad de 4145 pies lugar de recolección de muestra por equipo Pulling, es considerado como un pozo profundo. Este pozo se encuentra produciendo 3,38 bls diarios, se tienen indicios a la existencia de deposición de compuestos orgánicos y daño en la formación, uno de los principales problemas es la severa acumulación de parafina, tiene un levantamiento artificial por bombeo mecánico, el funcionamiento del balancín ha sido intermitente de 10 - 12 horas diarias.

Características del pozo ANC – 1213.

- Pozo perforado en 1954
- Ubicado en la sección 73 Norte
- Casing 6 " ranurado desde 3846 ft – 4552 ft
- Considerado pozo profundo TD= 4556 ft
- Funcionamiento de balancín 10 - 12 horas diarias, 3,38 BPPD.

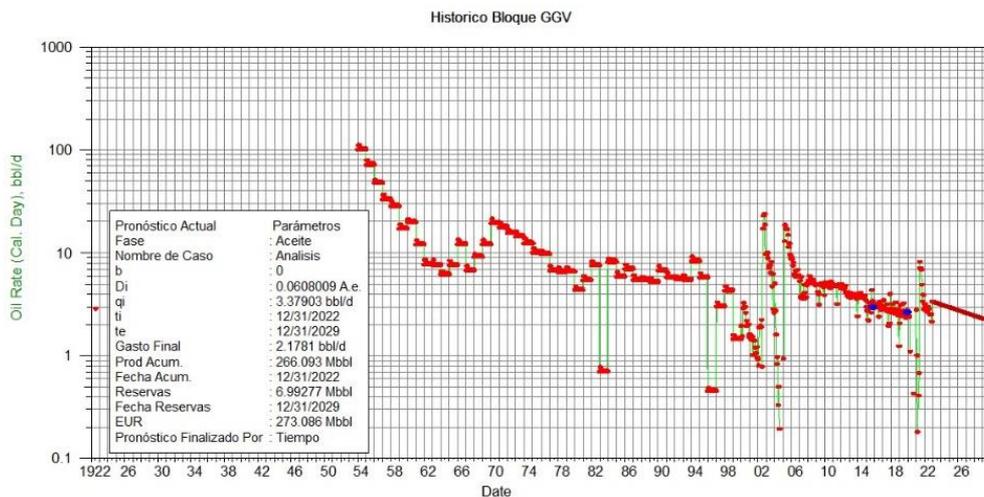


Figura 14. Análisis Declinación Gasto acumulado Pozo ANC1213 (Pacifpetrol, 2022).

La producción del pozo ANC-1213 presenta una declinación considerable de 8 a 3,38 bls durante los 2 últimos años, produciendo un crudo de 40 °API, tiene una producción acumulada de 266,093 Mbbl, se busca recuperar el potencial de producción, ya que posee reservas estimadas de 6,99277 Mbbl. Además, parámetros necesarios para aplicación del tratamiento, una temperatura de fondo de 100 °F, presión de formación (600 psi – 800 psi), considerando una presión de fractura 0,38 *Psi/ft*.

b. Pozo ANC1236.

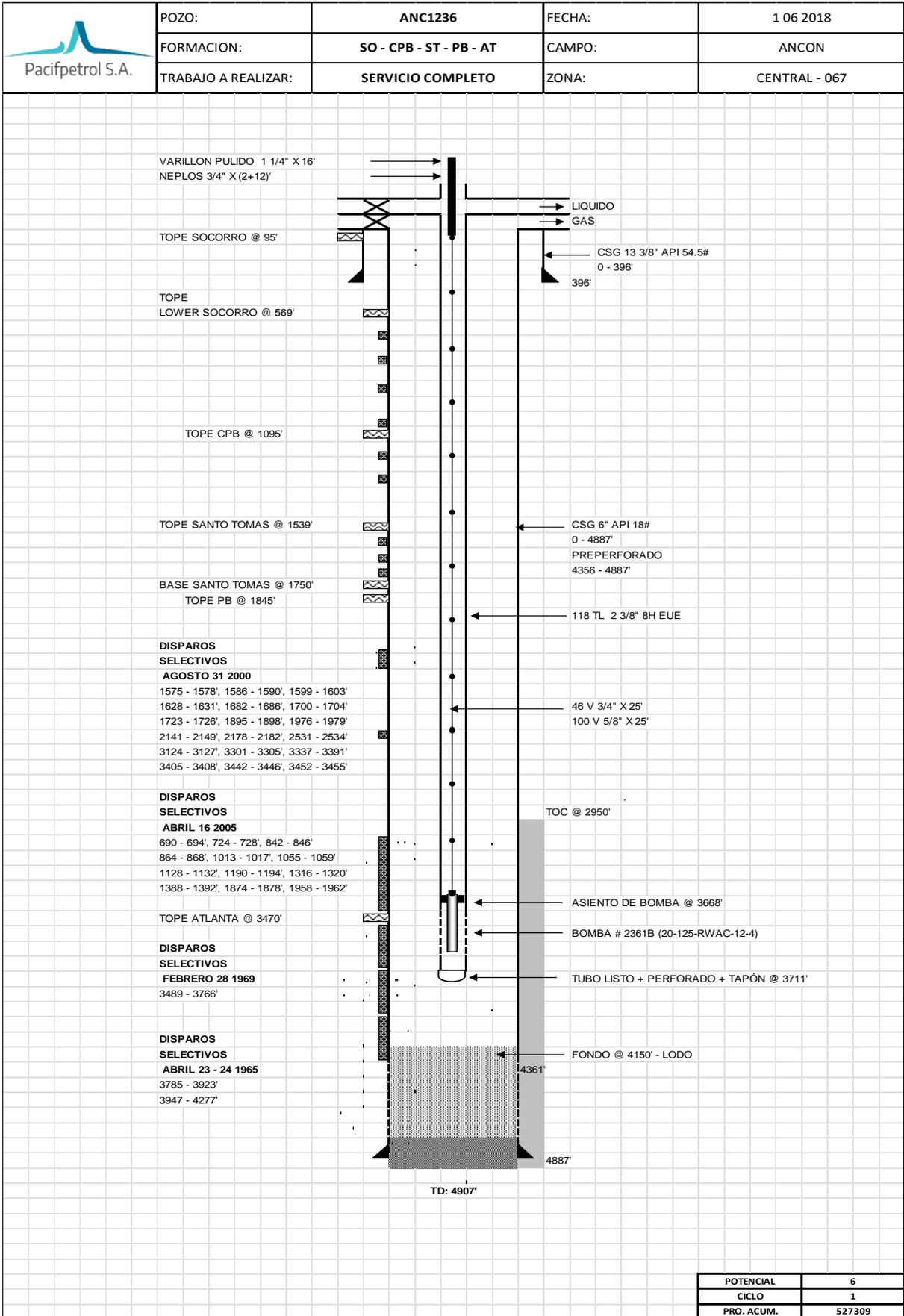


Figura 15. Completación del Pozo ANC-1236 (Pacifpetrol, 2022).

Una vez realizada la visita de campo y con la revisión de la información se tiene que este pozo está produciendo de la arena Atlanta, tiene un casing ranurado desde 4361 pies hasta 4887 pies (zona de interés), la bomba está asentada a la profundidad de 4907 pies lugar de recolección de muestra por equipo Pulling, es considerado como un pozo profundo. Este pozo se encuentra produciendo 5 bls diarios, se tienen indicios a la existencia de deposición de compuestos orgánicos y daño en la formación, uno de los principales problemas es la severa acumulación de parafina, tiene un levantamiento artificial por bombeo mecánico, el funcionamiento del balancín ha sido intermitente de 10 - 12 horas diarias.

Características del pozo ANC – 1236.

- Pozo perforado en 1954
- Ubicado en la sección 67 Central
- Casing 6 " ranurado desde 3846 ft – 4552 ft
- Considerado pozo profundo TD= 4556 ft
- Funcionamiento de balancín 10 - 12 horas diarias, 5 BPPD.

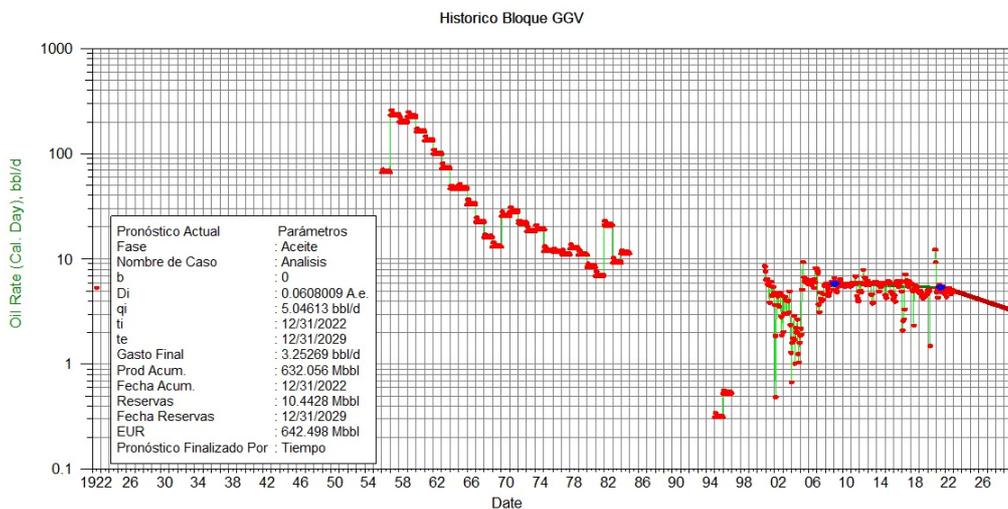


Figura 16. Análisis Declinación Gasto acumulado Pozo ANC-1236 (Pacifpetrol, 2022).

La producción del pozo ANC-1213 presenta una tendencia constante durante los últimos años, produciendo 5 bls diarios de crudo de 41,3 °API, tiene una producción acumulada 632,056 Mbbl, se busca recuperar el potencial de producción, ya que posee reservas estimadas de 10,4428 Mbbl. Además, parámetros necesarios para aplicación del tratamiento con una temperatura de fondo de 100 °F, presión de formación (800 psi), considerando una presión de fractura 0,38 *Psi/ft*.

c. Pozo ANCC020

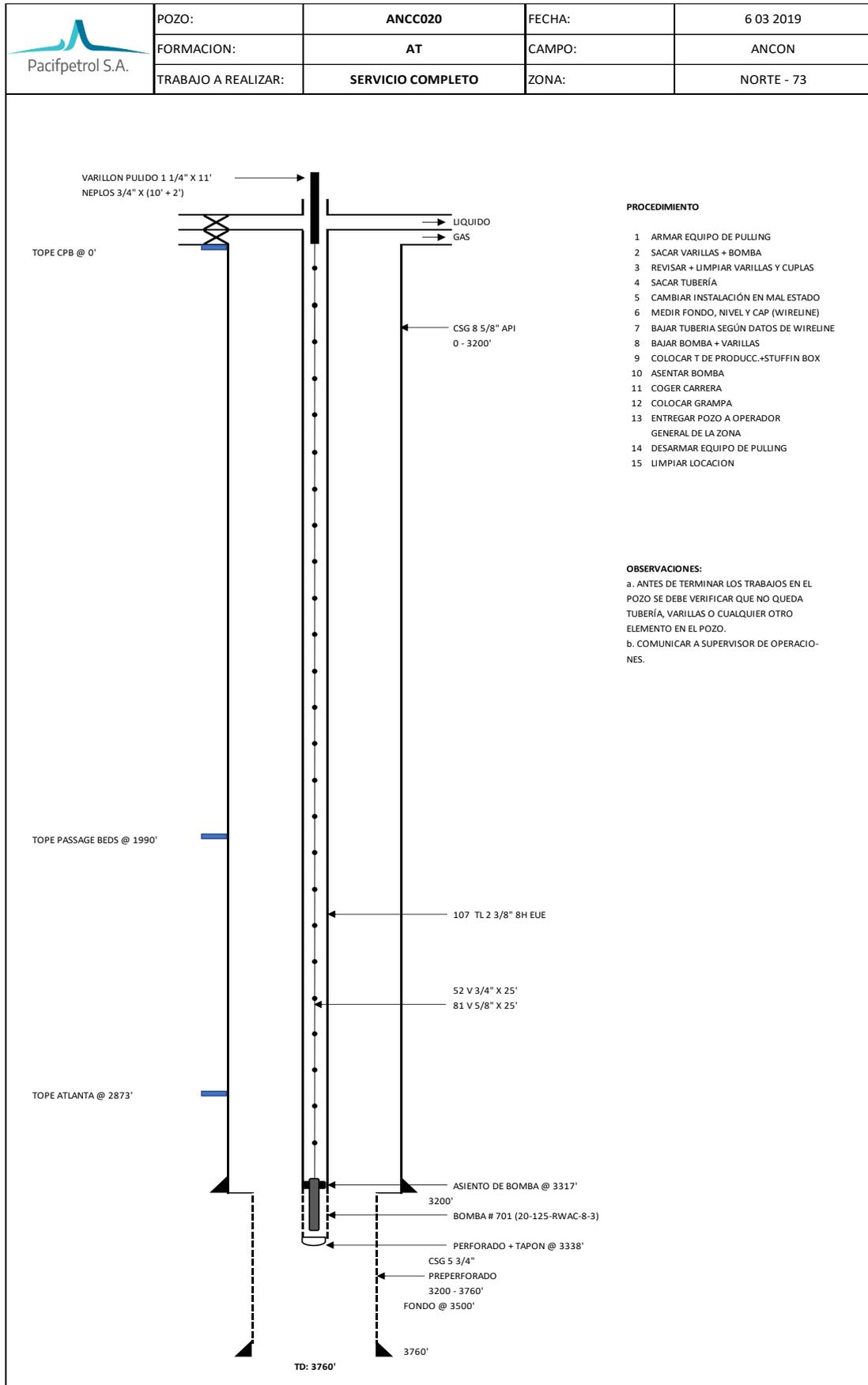


Figura 17. Completación del Pozo ANC-C020 (Pacifpetrol, 2022).

Una vez realizada la visita de campo y con la revisión de la información se tiene que este pozo está produciendo de la arena ATLANTA, tiene un casing ranurado desde 3200 pies hasta 3760 pies, la bomba está asentada a la profundidad de 3338 pies lugar de recolección de muestra por equipo Pulling, es considerado como un pozo profundo. Este pozo se encuentra produciendo 1.4 bls diarios, se tienen indicios a la existencia de deposición de compuestos orgánicos y daño en la formación, uno de los principales problemas es la parafina, tiene un levantamiento artificial por bombeo mecánico.

Características del pozo ANC – C020.

- Pozo perforado en 1941.
- Ubicado en la sección 73 Norte.
- Casing 5 ¾” ranurado desde 3200 ft – 3760 ft
- Considerado pozo profundo TD= 3760 ft
- Funcionamiento de balancín 10 - 12 horas diarias, 1,4 BPPD.

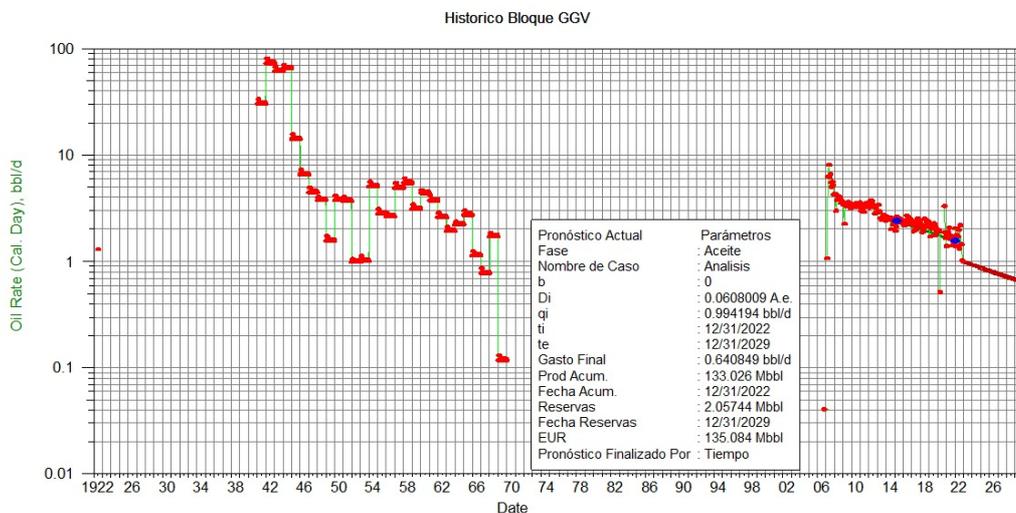


Figura 18. Análisis Declinación Gasto acumulado Pozo ANC-C020 (Pacifpetrol, 2022).

La producción del pozo ANC-C020 presenta una declinación considerable de 9 a 1,4 bls durante los últimos años, produciendo un crudo de 38,7 °API, tiene una producción acumulada 133,026 Mbbl, se busca recuperar el potencial de producción, ya que posee reservas estimadas de 2,05744 Mbbl. Además, parámetros necesarios para aplicación del tratamiento con una temperatura de fondo de 100 °F, presión de formación (800 psi), considerando una presión de fractura 0,38 *Psi/ft*.

d. Pozo ANC0093.

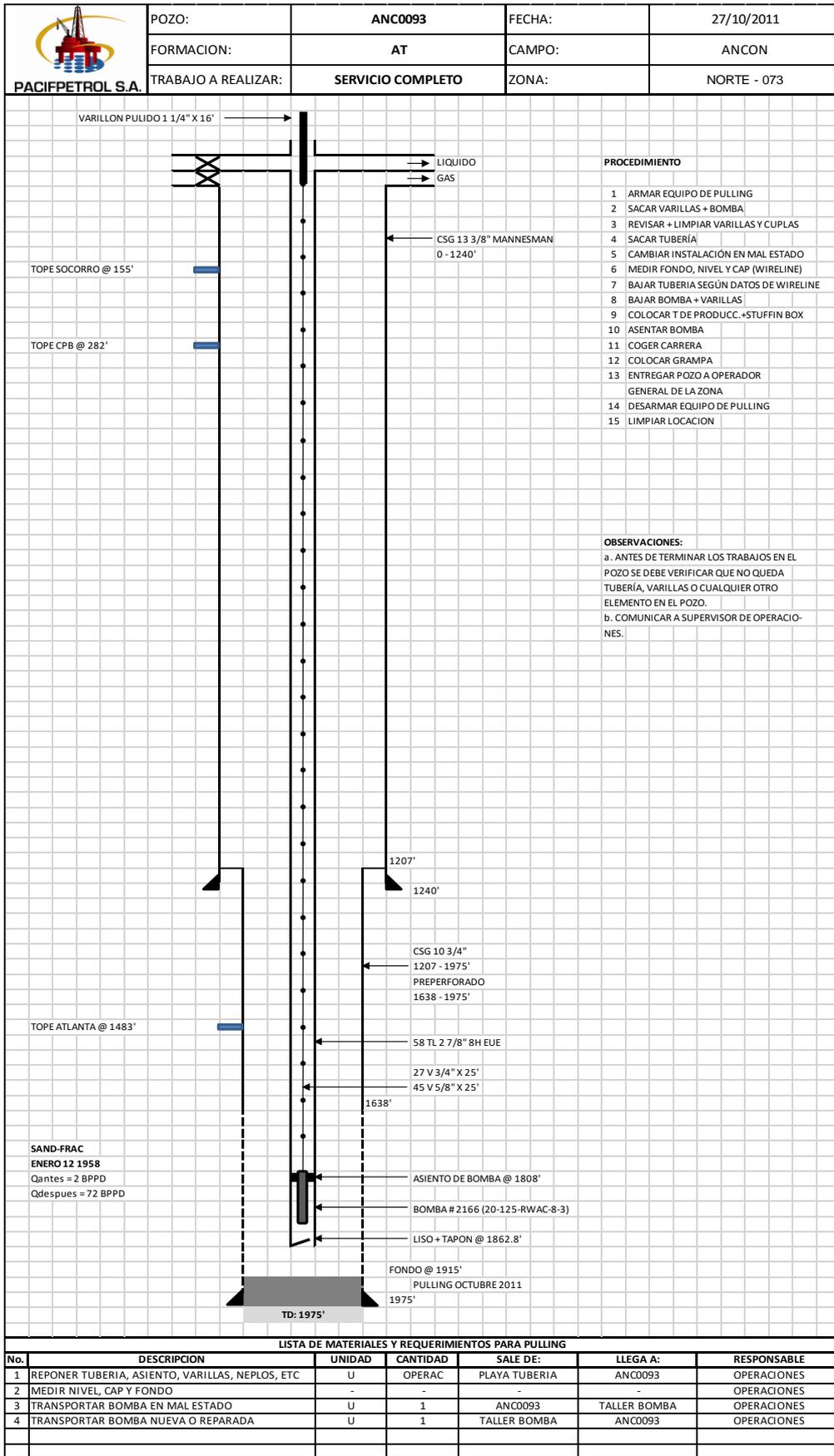


Figura 19. Completación del Pozo ANC-0093 (Pacifpetrol, 2022).

Una vez realizada la visita de campo y con la revisión de la información se tiene que este pozo está produciendo de la arena ATLANTA, tiene un casing ranurado desde 1638 pies hasta 1975 pies, la bomba está asentada a la profundidad de 1808 pies lugar de recolección de muestra por equipo Pulling, es considerado como un pozo Medio profundo. Este pozo se encuentra produciendo 5 bbl diarios, se tienen indicios a la existencia de deposición de compuestos orgánicos y daño en la formación, uno de los principales problemas es la parafina, tiene un levantamiento artificial por bombeo mecánico.

Características del pozo ANC – 0093.

- Pozo perforado en 1922.
- Ubicado en la sección 73 Norte.
- Casing 10 3/4” ranurado desde 1638 ft – 1975 ft
- Considerado pozo profundo TD= 1975 ft
- Funcionamiento de balancín 10 - 12 horas diarias, 5 BPPD.

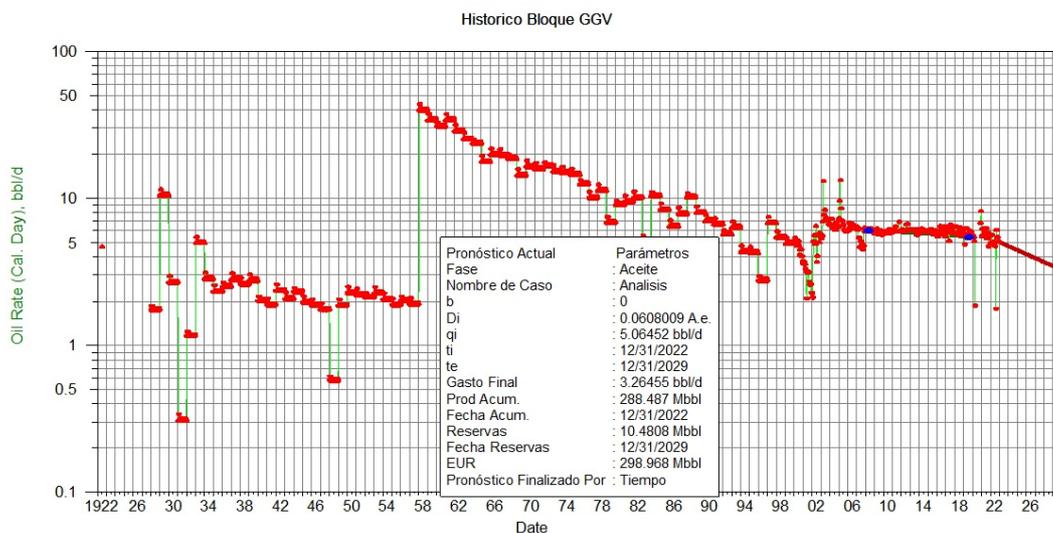


Figura 20. Análisis Declinación Gasto acumulado Pozo ANC-0093 (Pacifpetrol, 2022).

La producción del pozo Anc-0093 se ha mantenido constante durante los últimos años, produciendo en promedio 5 bls diarios un crudo de 35,5 °API, tiene una producción acumulada de 288,487 Mbbl, se busca alcanzar un máximo potencial de producción, ya que posee reservas estimadas de 10,4808 Mbbl. Además, parámetros necesarios para aplicación del tratamiento con una temperatura de fondo de 100 °F, presión de formación (600 psi), considerando una presión de fractura 0,38 Psi/ft.

e. Pozo ANC1639.

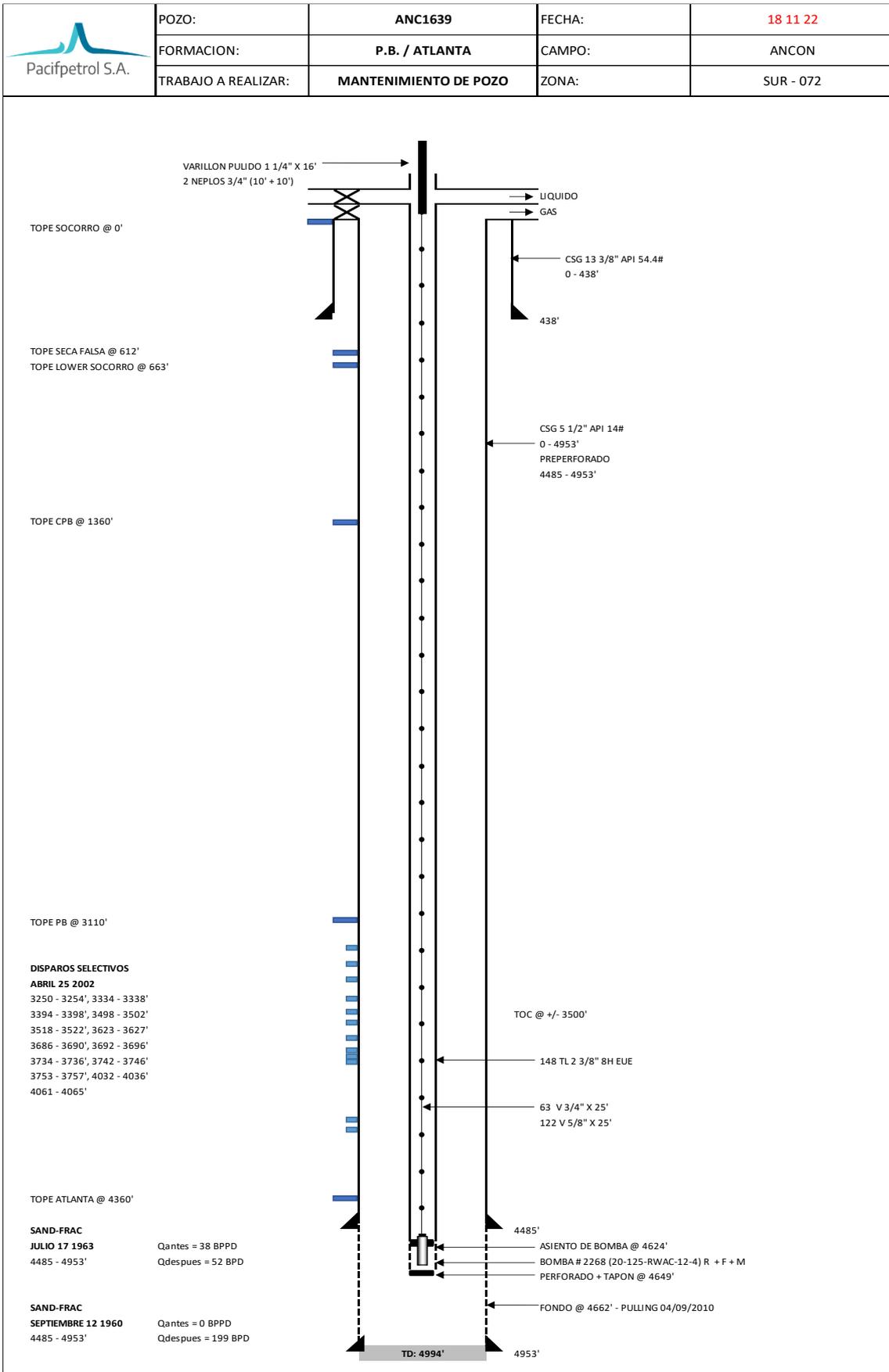


Figura 21. Completación del Pozo ANC-1639 (Pacifpetrol, 2022).

Una vez realizada la visita de campo y con la revisión de la información se tiene que este pozo está produciendo de la arena ATLANTA, tiene un casing ranurado desde 4485 pies hasta 4953 pies, la bomba está asentada a la profundidad de 4624 pies lugar de recolección de muestra por equipo Pulling, es considerado como un pozo profundo. Este pozo se encuentra produciendo 5 bls diarios, se tienen indicios a la existencia de deposición de compuestos orgánicos y daño en la formación, uno de los principales problemas es la parafina, tiene un levantamiento artificial por bombeo mecánico.

Características del pozo ANC – 1639.

- Pozo perforado en 1922.
- Ubicado en la sección 72 Norte.
- Casing 5 ½” ranurado desde 4485 ft – 4953 ft
- Considerado pozo profundo TD= 4994 ft
- Funcionamiento de balancín 10 - 12 horas diarias, 5 BPPD.

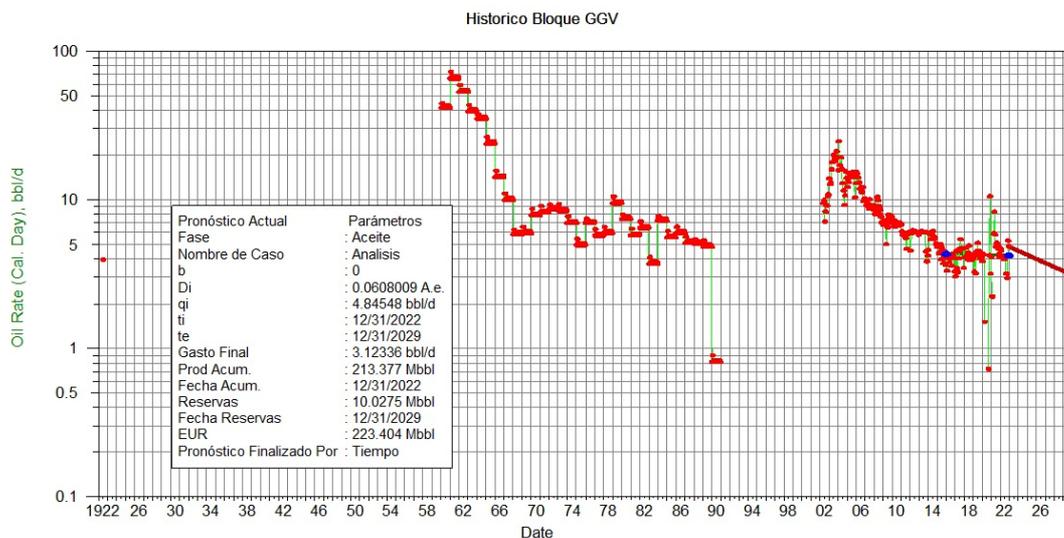


Figura 22. Análisis Declinación Gasto acumulado Pozo ANC-1639 (Pacifpetrol, 2022).

La producción del pozo ANC-1639 presenta una declinación considerable de 11,5 a 5 bbl durante los últimos años, produciendo un crudo de 36 °API, tiene una producción acumulada de 213,377 Mbbl, se busca recuperar el potencial de producción, ya que posee reservas estimadas de 10,0275 Mbbl. Además, parámetros necesarios para aplicación del tratamiento con una temperatura de fondo de 100 °F, presión de formación (600 psi – 800 psi), considerando una presión de fractura 0,38 *Psi/ft*.

3.4.2. Cálculo de volúmenes de tratamiento de píldora exotérmica propuesto.

El cálculo del volumen de tratamiento sirve para determinar el total de galones de preflujos y tratamiento a utilizar, se consideran parámetros como el radio de invasión, la arena neta, porosidad de la formación y el diámetro del casing. La formación de estudio Atlanta posee el 90% del intervalo abierto y es considerado de pago, datos en función de correlaciones de campo y geología del campo Gustavo Galindo Velasco.

También se calcula el tiempo de inyección considerando la tasa de inyección de 3 BPM (barriles por minuto), la altura neta de 100 ft y un radio de invasión de 2 ft. Las fórmulas usadas se muestran a continuación:

$$C = \frac{ID^2}{1092,4} \quad (4)$$

Donde:

$$C = \text{Capacidad} \left(\frac{bls}{ft} \right)$$

$$ID^2 = \text{Diámetro interno (pulg)}$$

$$v = C * HL \quad (5)$$

Donde:

$$v = \text{Volumen sección (bls)}$$

$$HL = \text{Altura longitud (ft)}$$

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = \frac{v}{Q_{i_{\text{max}}}}$$

Donde:

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = \text{Tiempo de inyección (min)}$$

$$v = \text{Volumen de tratamiento (bls)}$$

$$Q_{i_{\text{max}}} = \text{Caudal máximo de inyección (BPM)}$$

a. Cálculo de volumen de tratamiento a aplicar.

Para el cálculo del volumen de tratamiento antiparafínico se debe analizar el esquema mecánico de cada pozo, el estudio de la completación consiste en identificar los diámetros externos e internos, de los casing y tubería de producción presentes en la zona de interés, con los formulas antes mencionadas, se calcula la capacidad del tubing, casing y anular, luego se procede a calcular el volumen considerando las alturas netas de interés.

Pozo ANC1213

$$C_{TBG} = \frac{2,041^2}{1029,4} = 0,0040$$

$$C_{CSG} = \frac{5,424^2}{1029,4} = 0,0286$$

$$C_{ANULAR} = \frac{2,375^2}{1029,4} = 0,0055 = 0,0286 - 0,0055 = 0,0231$$

$$v_{z. \text{ interes}} = 0,0286 * 309 \text{ ft} = 8,83 \text{ bls} - 1,64 \text{ bls} = 7,2 \text{ bls}$$

$$v_{ANULAR} = 0,0231 * 100 \text{ ft} = 2,31 \text{ bls} + 7,2 \text{ bls} = 9,5 \text{ bls o } 400 \text{ gal.}$$

$$T_{INYECCIÓN} = \frac{9,5 \text{ bls}}{2 \text{ BPM}} = 4,75 \text{ min}$$

Pozo ANC1236

$$C_{TBG} = \frac{2,041^2}{1029,4} = 0,0040$$

$$C_{CSG} = \frac{5,424^2}{1029,4} = 0,0286$$

$$C_{ANULAR} = \frac{2,375^2}{1029,4} = 0,0055 = 0,0286 - 0,0055 = 0,0231$$

$$v_{z. \text{ interes}} = 0,0286 * 526 \text{ ft} = 15 \text{ bls} - 1,69 \text{ bls} = 13,3 \text{ bls}$$

$$v_{ANULAR} = 0,0231 * 100 \text{ ft} = 2,31 \text{ bls} + 13,3 \text{ bls} = 15,6 \text{ bls o } 556 \text{ gal.}$$

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = \frac{15,6 \text{ bls}}{2 \text{ BPM}} = 7,8 \text{ min}$$

Pozo ANCC020

$$C_{\text{TBG}} = \frac{2,041^2}{1029,4} = 0,0040$$

$$C_{\text{CSG}} = \frac{5,012^2}{1029,4} = 0,0244$$

$$C_{\text{ANULAR}} = \frac{2,375^2}{1029,4} = 0,0055 = 0,0244 - 0,0055 = 0,0189$$

$$v_{z. \text{ interes}} = 0,0244 * 300 \text{ ft} = 7,32 \text{ bls} - 0,64 \text{ bls} = 6,68 \text{ bls}$$

$$v_{\text{ANULAR}} = 0,0189 * 100 \text{ ft} = 1,89 \text{ bls} + 6,68 \text{ bls} = 8,57 \text{ bls o } 360 \text{ gal.}$$

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = \frac{8,57 \text{ bls}}{2 \text{ BPM}} = 4,3 \text{ min}$$

Pozo ANC0093

$$C_{\text{TBG}} = \frac{2,441^2}{1029,4} = 0,0058$$

$$C_{\text{CSG}} = \frac{10,192^2}{1029,4} = 0,1009$$

$$C_{\text{ANULAR}} = \frac{2,375^2}{1029,4} = 0,0080 = 0,1009 - 0,0080 = 0,0929$$

$$v_{z. \text{ interes}} = 0,1009 * 277 \text{ ft} = 28 \text{ bls} - 1,36 \text{ bls} = 26,6 \text{ bls}$$

$$v_{\text{ANULAR}} = 0,0929 * 100 \text{ ft} = 9,29 \text{ bls} + 26,6 \text{ bls} = 36 \text{ bls o } 1512 \text{ gal.}$$

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = \frac{36 \text{ bls}}{2 \text{ BPM}} = 18 \text{ min}$$

Pozo ANCI639

$$C_{TBG} = \frac{2,041^2}{1029,4} = 0,0040$$

$$C_{CSG} = \frac{5,012^2}{1029,4} = 0,0244$$

$$C_{ANULAR} = \frac{2,375^2}{1029,4} = 0,0055 = 0,0244 - 0,0055 = 0,0189$$

$$v_{Z. \text{ interes}} = 0,0244 * 177 \text{ ft} = 4,32 \text{ bls} - 0,7413 \text{ bls} = 3,6 \text{ bls}$$

$$v_{ANULAR} = 0,0189 * 338 \text{ ft} = 6,4 \text{ bls} + 3,6 \text{ bls} = 10 \text{ bls o } 420 \text{ gal.}$$

$$T_{INYECCIÓN} = \frac{10 \text{ bls}}{2 \text{ BPM}} = 5 \text{ min}$$

3.5. ESTUDIO ECONÓMICO

Además de realizar el estudio técnico de aplicación, se realizó un análisis económico con el objetivo de conocer que tan factible es aplicar el método químico con píldoras exotérmicas en los pozos propuestos tomando en cuenta la producción de estos, para cuyo efecto, se necesita estar al tanto de los costos del servicio de limpieza de parafinas y los costos de producción.

El análisis financiero se realizó con base en los siguientes criterios: valor presente (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y relación costo/beneficio; nos ayudaron a decidir si iniciar el proyecto; a la hora de desarrollar el análisis económico del proyecto se tienen en cuenta los siguientes criterios:

3.5.1. Valor actual neto (VAN).

El Valor Presente Neto (VPN) es el valor del dinero obtenido al restar la cantidad de flujos descontados de la inversión original. NPV le permite medir el flujo de ingresos y gastos para determinar si el valor de los ingresos es mayor que el valor de los gastos; usando este cálculo, se puede determinar si el proyecto es rentable; en la Tabla 36, podemos observar las advertencias de VAN.

$$VAN = 0 = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1 - TIR)^k} \quad (6)$$

Tabla 18. Valor Agregado Neto VAN

Valor	Significado	Decisión
VAN > 0	La inversion produce ganancias por encima de los egresos exigidos.	Aceptar el proyecto.
VAN = 0	La inversion no producirá ni perdidas ni ganancias.	Rechazar el proyecto.
VAN < 0	La inversion no producirá las ganancias necesarias en relacion a egresos exigidos.	Buscar otros criterios o alternativas para el analisis del proyecto.

3.5.2. Tasa interna de retorno (TIR).

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de descuento en la que el VAN es cero. En otras palabras, el retorno de la inversión proviene de los beneficios del proyecto.

Tabla 19. Tasa Interna de Retorno TIR

Valor	Decisión
TIR > Tasa de descuento	Aceptar el proyecto.
TIR = Tasa de descuento	Debería rechazarse.
TIR < Tasa de descuento	Rechazar el proyecto.

3.5.3. Relación beneficio - costo (RCB)

RCB es un indicador que da una mejor idea de la rentabilidad de un proyecto, ya que requiere ingresos actualizados, costos actualizados e inversiones para determinarlo.

$$RCB = \frac{INGRESOS_{ACTUALIZADOS}}{COSTOS_{ACTUALIZADOS} + INVERSION} \quad (7)$$

Tabla 20. Relación Costo Beneficio RCB

Valor	Valor VAN	Decisión
RCB > 1	VAN > 0	Aceptar el proyecto.
RCB = 0	VAN = 0	Debería rechazarse.
RCB < 1	VAN < 0	Rechazar el proyecto.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de resultados muestra los datos obtenidos en la experimentación realizada a las muestras de parafinas pertenecientes a los pozos seleccionados, por medios del uso de normas ASTM 3279 e INEN 2903, dichos resultados mostraran la efectividad del tratamiento antiparafínico propuesto a nivel de laboratorio, evaluando condiciones de disolución, dispersión e inhibición de las muestras de escala de los pozos, se procede a verificar las condiciones de pozo ofreciendo posibles aplicaciones por medio del cálculo de volúmenes de tratamiento propuesto.

4.1.1. Ensayo A: Determinación del contenido de parafinas.

Para el desarrollo de este ensayo de determinación del contenido de parafinas se usaron muestras de crudo obtenidas de los pozos ANC1213, ANC1236, ANCC020, ANC0093 y ANC1639, las cuales fueron sometidas a las pruebas de laboratorio arrojando los siguientes resultados:

Tabla 21. Análisis de resultados del contenido de parafinas en muestras de crudo de los pozos.

Pozos	Grado API	% Parafina
ANC 1213	40	54
ANC 1236	41,3	52
ANC C020	38,7	63
ANC 0093	35,5	56
ANC 1639	36	52

Se determina que en la totalidad de las muestras de crudo en cuanto a su composición tienden a ser de carácter parafínico debido al alto contenido de saturados mayores al 50%, los crudos de este tipo se caracterizan por estar constituidos por la fracción de hidrocarburos saturados en un porcentaje que varía entre 52 a 63%.

Al ser pozos productores de la misma arena Atlanta, tienden a presentar depósitos en la cara de la formación, los cuales los hacen candidatos idóneos al tratamiento, siendo el pozo ANCC020 el que más porcentaje posee 63% de saturados.

4.1.2. Ensayo B: Ensayo de punto de nube.

Los resultados del ensayo mostraron la disolución de las muestras de parafina en presencia de los solventes utilizados, los solventes convencionales como el Xileno y Tolueno fueron ensayados, llevados a la temperatura de fondo de pozo (100 a 110°F), pero no lograron disolver las muestras quedando estas en estado sólido, mientras que en el uso de la mezclas de los solventes Ternasol + Soyato se observa reacción de disolución de las muestras al ser llevados a temperatura de 160°F en baño maría, determinando el punto de cristalización de las muestras.

Se determinó en el ensayo la concentración de dispersante a utilizar, cada una de las muestras fueron sometidas a diferentes concentraciones de dispersante Tenance, en un porcentaje de 0, 2, 4, 6 y 8 %, para exponer que porcentaje es más rentable para el desarrollo de las pruebas en parafinas del campo. El objetivo del dispersante es reducir la tendencia que tienen los cristales de parafina a unirse, los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 22. Resultados de porcentaje de Dispersante.

Muestra	Peso de muestra	Dispersante	Cloud Point	Punto de nube
1	1 gr	0 %	158.5 °F	70.3 °C
2	1 gr	2 %	119.3 °F	48.5 °C
3	1 gr	4 %	115.3 °F	46.3 °C
4	1 gr	6 %	114.4 °F	45.8 °C
5	1 gr	8 %	113 °F	45 °C



Figura 23. Evaluación de dispersante de parafina a diferentes concentraciones

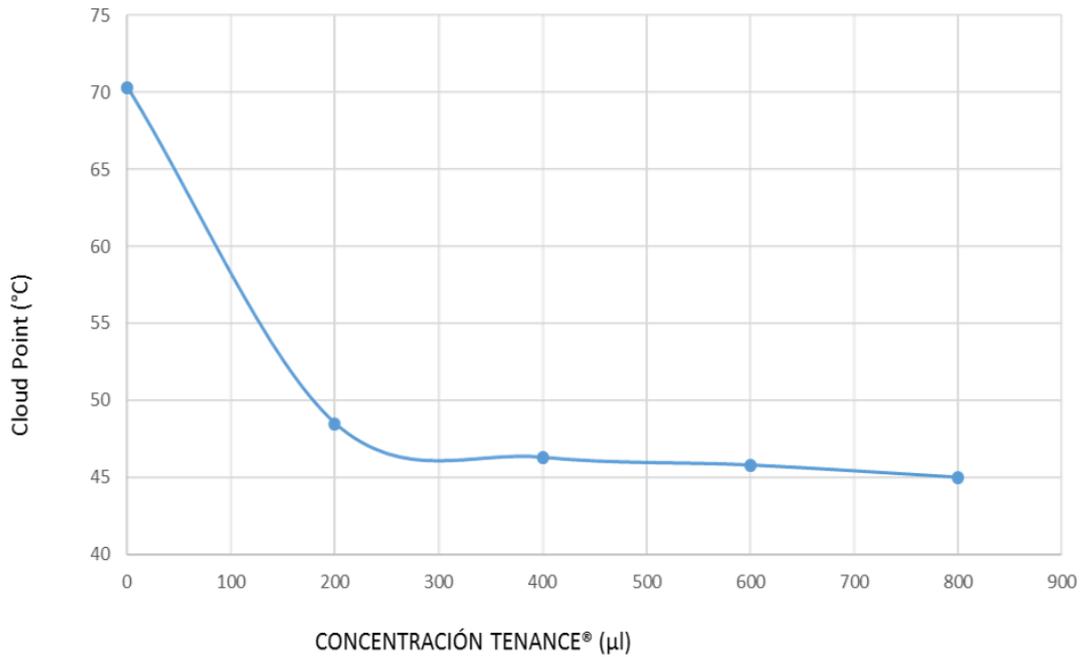


Figura 24. Gráfica resultante de concentración dispersante

Se concluye que al usar el 2 % de dispersante Tenance es suficiente para impedir que los cristales de parafina se comiencen a unir, logrando alcanzar una temperatura de 119.3 °F como punto de nube, en comparación con las demás concentraciones ya que se evidencia en la figura 24, que llegan a tener similares temperaturas, resultando que el uso de 2 μl de dispersante es más eficaz ya que llega a obtener mayor temperatura con un menor porcentaje de concentración.

4.1.3. Ensayo C: Ensayo cualitativo de dispersión de parafina.

El objetivo del ensayo fue lograr la dispersión de las muestras de parafina de los pozos seleccionados del campo Gustavo Galindo Velasco, mediante el uso de píldoras exotérmicas. Se determinó que le punto de fusión en promedio de las muestras ensayadas es de 200 °F, temperatura a la cual la muestra se volvió líquida.

Tabla 23. Resultados de punto de fusión de las muestras de parafina.

Pozos	Temperatura de fondo	Punto de fusión
ANC 1213	105 °F	190 °F
ANC 1236	100 °F	202 °F
ANC C020	105 °F	200 °F
ANC 0093	90 °F	160 °F
ANC 1639	100 °F	160 °F

Una vez determinado el punto de fusión, se procedió a evaluar los componentes de la píldora exotérmica propuesta, los reactivos WSC-HT-A Y WSC-HT-B encargados de la generación de calor debido a la reacción exotérmica que alcanzó 215 °F, 15°F más de la temperatura de fusión que poseen las muestras. Se usó 5 ml de Reactivo A y 5 ml de Reactivo B acompañado por el porcentaje de dispersante de parafina 2% obtenido en el ensayo B.



Figura 25. Análisis de resultados Ensayo de dispersión de parafina.

Una vez alcanzada la temperatura máxima generada por la píldora exotérmica 215°F se observó la disolución de la muestra de parafina quedando dispersa e inhibida en el medio impidiendo que esta se vuelva a unir, ni adherirse a las paredes, los cuales resultan más fáciles de remover por medio de un postflujo lavador, resultando en la limpieza total del tubo ensayado.

Se ensayó el tratamiento con los reactivos agregados por separado en el fondo y superficie, con la concentración de dispersante de parafina de 100% y 80%, dando como resultados:

Los reactivos WCS HT A y B mezclados al 100% sin dilución alcanzan una temperatura de 215°F, y mezclados al 80% en dilución en agua alcanzan una temperatura de fusión de 205°F, una temperatura por debajo de 190°F no logra fundir la muestra de parafina analizada.

Con la mezcla por separado de los aditivos WCS HT A y B para reacción en el

fondo se obtuvo una remoción total, llegando a remover el 100% de la muestra de parafina ensayada y adherida en los tubos de ensayo, esto para los reactivos A y B puros y diluidos al 80%.

La temperatura de fusión durante la reacción de los químicos WCS HT A y B es instantánea alcanzando su máxima temperatura la cual no se mantiene y va decreciendo progresivamente hasta los 80-90°F en un lapso de 30 minutos aproximadamente.

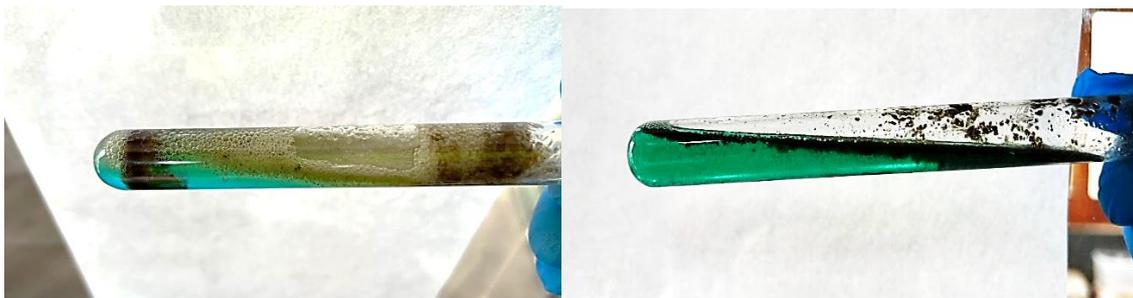


Figura 26. Resultados de Tratamiento con píldora exotérmica

La reacción generada por los componentes de la píldora es eficaz ya que son compatibles con la muestras y fluidos, en las figuras se puede observar claramente dos fases definidas, el fluido de coloración café es la parafina dispersa, que a pesar de encontrarse a condiciones de superficie y temperatura ambiente, esta no genera precipitados, no vuelve a unirse ni solidificarse, mientras que el fluido de coloración verdosa es el tratamiento una vez ya reaccionado.

4.1.4. Propuesta de productos y dosificación de preflujo, tratamiento exotérmico y Postflujo lavador.

Una vez calculado en el capítulo 3, los volúmenes de tratamiento y preflujo a utilizar, se propone una dosificación de preflujo, Postflujo lavador y componentes de la píldora exotérmica.

a. Dosificación de preflujo.

El preflujo es un compuesto utilizado para la limpieza de residuos de hidrocarburos presentes en la formación de interés, comúnmente se usa Diesel para adecuar el medio acuoso que permita la reacción de la píldora y facilite el tratamiento en el fondo. La dosificación de preflujo se establece en la siguiente tabla por pozo:

Tabla 24. Dosificación de preflujo

Pozo	Producto	Concentración	Volumen propuesto
ANC1213	JP1/DIESEL	100 %	400 gal
ANC1236	JP1/DIESEL	100 %	556 gal
ANCC020	JP1/DIESEL	100 %	360 gal
ANC0093	JP1/DIESEL	100 %	1512 gal
ANC1639	JP1/DIESEL	100 %	420 gal

b. Tratamiento exotérmico.

El tratamiento exotérmico consta de dos baches, el primero es la mezcla del reactivo exotérmico más el dispersante de parafina WCS HT A + Tenance, el bache dos WCS TH B se bombea considerando las presiones de fractura que oscilan en la formación de 0.35 psi/ft, los volúmenes propuestos son considerados mediante la capacidad en volumen que poseen los pozos a tratar, el tratamiento exotérmico se expone por pozo en las siguientes tablas:

Tabla 25. Tratamiento exotérmico Pozo ANC-1213

	Descripción	Producto	Concentración	Volumen propuesto
Bache A	Reactivo exotérmico	WCS HT A	100 %	200 gal
	Dispersante de parafinas	TENANCE	2 %	
Bache B	Reactivo exotérmico	WCS HT B	100 %	200 gal

Tabla 26. Tratamiento exotérmico Pozo ANC-1236

	Descripción	Producto	Concentración	Volumen propuesto
Bache A	Reactivo exotérmico	WCS HT A	100 %	278 gal
	Dispersante de parafinas	TENANCE	2 %	
Bache B	Reactivo exotérmico	WCS HT B	100 %	278 gal

Tabla 27. Tratamiento exotérmico Pozo ANC-C020

	Descripción	Producto	Concentración	Volumen propuesto
Bache A	Reactivo exotérmico	WCS HT A	100 %	180 gal
	Dispersante de parafinas	TENANCE	2 %	
Bache B	Reactivo exotérmico	WCS HT B	100 %	180 gal

Tabla 28. Tratamiento exotérmico Pozo ANC-0093

	Descripción	Producto	Concentración	Volumen propuesto
Bache A	Reactivo exotérmico	WCS HT A	100 %	756 gal
	Dispersante de parafinas	TENANCE	2 %	
Bache B	Reactivo exotérmico	WCS HT B	100 %	756 gal

Tabla 29. Tratamiento exotérmico Pozo ANC-1639

	Descripción	Producto	Concentración	Volumen propuesto
Bache A	Reactivo exotérmico	WCS HT A	100 %	210 gal
	Dispersante de parafinas	TENANCE	2 %	
Bache B	Reactivo exotérmico	WCS HT B	100 %	210 gal

c. Postflujo lavador

El postflujo lavador es utilizado para el desplazamiento del tratamiento ya reaccionado, conocido también como fluido de control especial, el cual puede ser accionado con distintos compuestos que ayuden al correcto proceso de estimulación, se puede reversar el tratamiento a través de la unidad Swab, el volumen propuesto corresponde al tubing y la capacidad del casing preperforado.

Tabla 30. Postflujo Lavador

Descripción	Producto	Concentración
Agua		
Demulsificante	DEM A	1 gpt
Solvente mutual	SAW-1	2 gpt
Estabilizador de arcillas	CLAY SS	3 gpt
Inhibidor de hinchamiento	KCL	2 %
Bactericida	GLUTARALDEHIDO	0,25 gpt

d. Volumen Postflujo lavador propuesto

Tabla 31. Volumen Postflujo lavador propuesto

Pozo	Producto	Concentración	Volumen propuesto
ANC1213	Postflujo lavador	100 %	800 gal
ANC1236	Postflujo lavador	100 %	1112 gal
ANCC020	Postflujo lavador	100 %	720 gal
ANC0093	Postflujo lavador	100 %	3024 gal
ANC1639	Postflujo lavador	100 %	840 gal

4.1.5. Propuesta de aplicación de servicio.

Procedimiento operativo propuesto.

- Realizar la reunión de seguridad y preoperacional, analizando los pasos a seguir descritos en la dosificación a realizar.
- Mover torre de Reacondicionamiento a la locación del pozo.
- Preparar el fluido de control especial y verificar el agua de mezcla del tratamiento y de desplazamiento a utilizar, que se encuentre en condiciones adecuadas, debe estar por debajo de 10 NTU.
- La operadora de servicios deberá verificar el nivel del fluido, en caso de tener fluido primero realizar el respectivo Swab.
- Se recomienda el bombeo de un preflujo JP-1 o Diésel con el propósito de limpiar residuos de hidrocarburos presentes en la formación, y cubra la zona de interés creando una faja acuosa que ayude a la reacción exotérmica.
- Bombear el volumen de tratamiento parafínico Bache A, hasta evacuar el volumen indicado (Altura cubrir el casing ranurado).
- Limpiar las mangueras para evitar que remanentes haga reacción en superficie y se procede a bombear el volumen adicional del tratamiento Bache B, para lograr el servicio de limpieza de parafina.
- Se observará soplo de pozo por anular, señal de muestra que en el fondo de pozo se produce la reacción entre los reactivos.
- Se procede a bombear el fluido de control especial o postflujo para desplazamiento de tratamientos.
- Realizar movimiento de tubería sacando 2 tubos durante dos ocasiones (esto para ayudar a la reacción entre los reactivos).
- Instalar unidad de Swab y recuperar el tratamiento, pasado el tiempo de residencia del tratamiento en el fondo de pozo 30 minutos.

4.1.6. Análisis Económico

El costo total del tratamiento químico con píldoras exotérmicas se estima por medio de precios de compañías de servicios, que incluyen químicos usados, personal capacitado,

equipos y herramientas a utilizar. Estos valores se calcularon teniendo en cuenta un radio de penetración de 2 ft, y una arena neta de 100 ft, el costo del método antiparafínico, sobre los cuales se determina los siguientes costos:

a. Costos de material y servicios.

El costo del material y servicios, incluyen movilización, cisternas, camión bomba, mano de obra calificada como Ingeniero de servicios, Supervisor de operaciones, operador combinado por operación y ayudante de servicios por trabajo mínimo 3, lo que se expresa en la siguiente tabla:

Tabla 32. Costo Materiales y Servicios

DESCRIPCION	CANT.	VALOR UNITARIO	TOTAL
Movilización y desmovilización	1	\$ 2.375,00	\$ 2.375,00
Cargo mínimo por mezcla de químicos hasta 2000 galones por el volumen total de mezcla	2	\$ 225,00	\$ 450,00
Packer comercial o Tapón recuperable	5	\$ 5.000,00	\$ 25.000,00
Cisterna de mezcla para ácido o solvente de 2000 galones por trabajo, cada uno	5	\$ 550,00	\$ 2.750,00
Ingeniero de Servicios, cada uno	5	\$ 750,00	\$ 3.750,00
Supervisor de Operaciones, cada uno	5	\$ 500,00	\$ 2.500,00
Operador combinado por operación, cada uno	5	\$ 400,00	\$ 2.000,00
Ayudante de servicios por trabajo mínimo 3, cada uno	15	\$ 125,00	\$ 1.875,00
TOTAL			\$ 40.700,00

b. Costos de Químicos.

El costo de los químicos utilizados en el tratamiento químico se estima en la siguiente tabla:

Tabla 33. Costo de químicos

DESCRIPCION	CANT.	VALOR UNITARIO	TOTAL
TENANCE, Dispersante de Parafinas	33	\$ 29,85	\$ 985,05
WCS-HT Reactivo A	1624	\$ 17,20	\$ 27.932,80
WCS-HT Reactivo B	1624	\$ 17,20	\$ 27.932,80
Fluido de Control Especial	155	\$ 10,00	\$ 1.550,00
TOTAL			\$ 58.400,65

Una vez establecido los costos por tipos se determina el costo total del proyecto en la siguiente tabla:

Tabla 34. Costo Total de la Propuesta

Detalle	Valor	
Costo de Material y Servicios	\$	40.700,00
Costo de Químicos	\$	58.400,65
Subtotal	\$	99.100,65
10% Imprevistos		9910,065
Total	\$	109.010,72

El costo total de la inversión es de \$109.010,72

c. Resultados análisis económico.

Para el análisis económico se consideró una tasa de descuento vigente del 18% y un precio de barril de petróleo del \$63,67 donde se obtuvo los siguientes resultados:

Tabla 35. Incremento en Producción de Pozos

POZOS	RESERVORIO	RESERVAS (Mbbbl)	Qo ACTUAL (bls)	Qo INCREMENTAL (bls)
ANC1213	AT	266,093	3,38	5,07
ANC1236	AT	632,056	5	7,5
ANCC020	AT	2,05744	1,4	2,1
ANC0093	AT	288,487	5	7,5
ANC1639	AT	266,093	4,8	7,2
Total				

Tabla 36. Resultado Análisis Económico

POZOS	INVERSION	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	VAN	TIR	RBC
ANC1213	\$ -21.802,14	\$ 581.052,42	\$ 605.533,10	\$ 631.281,77	\$ 657.030,43	\$ 682.779,09	\$1.948.857,34	2669%	89,39
ANC1236	\$ -21.802,14	\$ 859.545,00	\$ 895.759,03	\$ 933.848,77	\$ 971.938,51	\$ 1.010.028,25	\$2.882.925,06	3947%	132,23
ANCC020	\$ -21.802,14	\$ 240.672,60	\$ 250.812,53	\$ 261.477,65	\$ 272.142,78	\$ 282.807,91	\$807.219,02	1108%	37,02
ANC0093	\$ -21.802,14	\$ 859.545,00	\$ 895.759,03	\$ 933.848,77	\$ 971.938,51	\$ 1.010.028,25	\$2.882.925,06	3947%	132,23
ANC1639	\$ -21.802,14	\$ 825.163,20	\$ 859.928,66	\$ 896.494,81	\$ 933.060,96	\$ 969.627,12	\$2.767.608,06	3789%	126,94
Total	\$ -109.010,72	\$ 3.365.978,22	\$ 3.507.792,34	\$ 3.656.951,76	\$ 3.806.111,19	\$ 3.955.270,61			

Los resultados de la relación costo beneficio oscila entre 37,02 del pozo ANCC020 a 132,23 del pozo ANC0093, lo que muestra la factibilidad del estudio al incrementar los ingresos de forma evolutiva a través de los años como se demuestra en la siguiente figura:

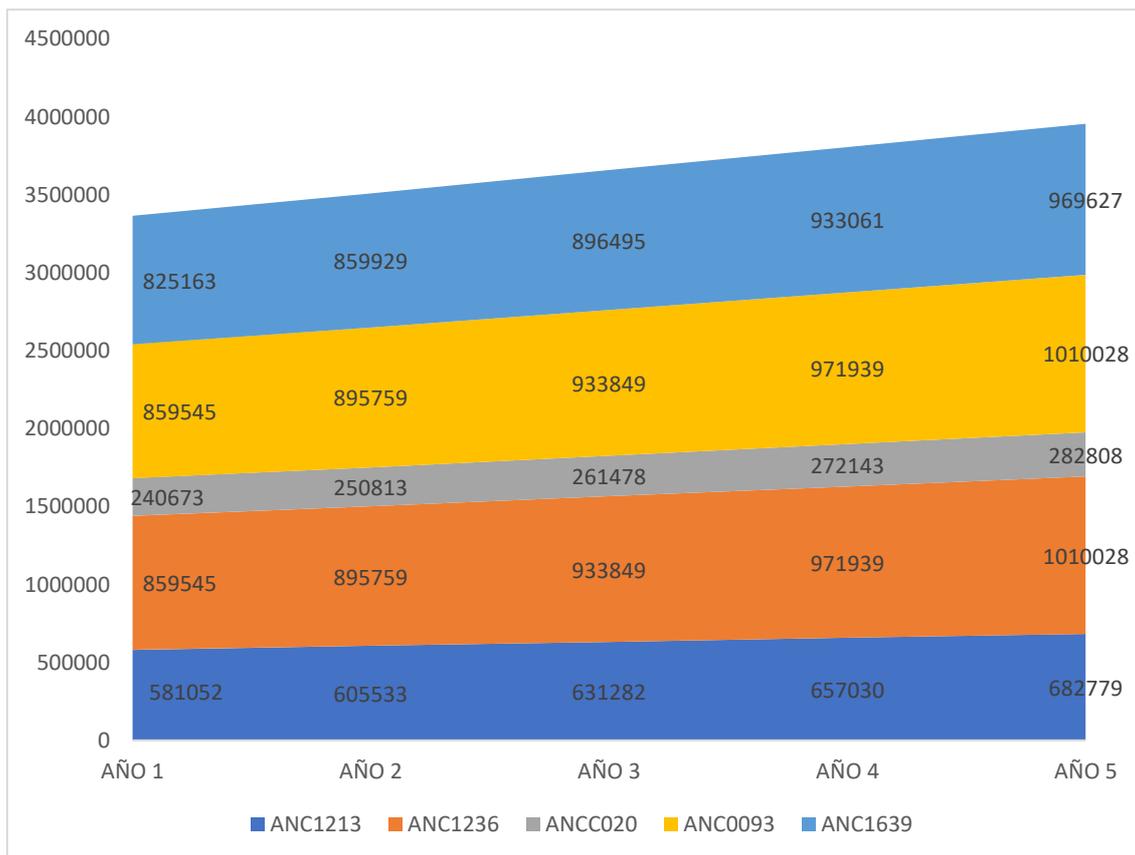


Figura 27. Distribución de los resultados Análisis Económico.

Sin duda la acumulación de depósitos de parafina en los pozos productores de petróleo es uno de los problemas productivos que requieren de varios análisis para disminuir los efectos de estos. Es así, que en la investigación de Suescún y Betancourt (2013), realizó un estudio sobre la precipitación de orgánicos debido a la depositación de parafinas, cuyos resultados mostraron una temperatura que oscila entre 80 a 100 grados, con una concentración desde 50 a 100%, en contraste con el presente estudio donde las temperaturas varían entre 90 a 105 grados, donde la concentración es del 100%, lo que demuestra un nivel de equidad entre los datos dados los puntos máximos.

En la investigación de Fernández (2017), donde se aplicó un sistema de limpieza mediante la generación de calor donde el punto de fusión de la muestra de la parafina analizada fue de 160° F donde esta se vuelve líquida; mientras que el punto de infusión en la presente investigación fue de 165°, lo que muestra la similitud en los resultados y la necesidad de este tipo de estudios.

En la investigación de (Tigse Tituña, 2018), en el cual se optimizó la producción por medio de una metodología de fracturamiento hidráulico, cuyos resultados mostraron un incremento en la producción con una relación costo beneficio de 148 a 180, en comparación con los resultados del análisis económico, los resultados del RBC oscila de 37 a 132, lo que implica que en ambos estudios la implementación del proyecto presenta un nivel de beneficio superior al esperado, mostrando la factibilidad del proyecto.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

Las muestras obtenidas de los pozos seleccionados ANC1213, ANC1236, ANCC020, ANC0093 y ANC1639, del campo Gustavo Galindo Velasco fueron ensayadas determinando su alto componente parafínico desde 52 a 63%, debido a sus condiciones operacionales y su compatibilidad de dispersión de las muestras, los pozos son candidatos para la propuesta de aplicación de método anti parafínico con píldoras exotérmicas.

Los ensayos realizados usando las Normas ASTM D 3279 y a NTE INEN 2903, permitieron definir que el punto de cristalización o de nube, es una temperatura estimada de 158.5 °F, importante para la determinación, remediar la precipitación y deposición de las parafinas, también se determinó que el punto de fusión de las muestras de parafina analizadas fue en promedio de 200°F, temperatura a la cual la muestra se vuelve líquida.

Mediante el método exotérmico propuesto es factible la dispersión de las parafinas, obteniéndose temperaturas de 215°F como subproducto de la reacción exotérmica, superiores a la temperatura de fusión de la parafina de 200 °F, razón por la cual la parafina se funde, quedando disperso en el medio oleoso.

Los aditivos exotérmicos WCS HT A y WCS HT B puros y diluidos al 80%, alcanzan temperaturas de fusión de 15 y 10 grados, por encima del punto de fusión de la parafina analizada, logrando fundirla y dispersarla, por lo cual es recomendable el uso de los aditivos puros o diluidos.

El tratamiento exotérmico propuesto dispersa e inhibe la cristalización al menos en un 90% de la muestra de parafina ensayada, quedando residuos dispersos y sin adherencia los cuales resultan más fáciles de remover mediante el postflujo lavador propuesto.

5.2. RECOMENDACIONES

Antes de considerar la aplicación del método anti parafínico en campo se debe desarrollar una prueba piloto con el fin de identificar el comportamiento del método, sus beneficios y la interacción de éste con los pozos candidatos a emplear el tratamiento.

Para una correcta limpieza del material parafínico analizado la reacción de los aditivos A y B debe ser en el fondo ya que la temperatura de reacción es inmediata y no se mantiene estable.

No se recomienda la mezcla de los aditivos WCS HT A y WCS HT B en superficie, debido a que se pierde calor de reacción y perdiendo la eficiencia del tratamiento.

La reacción exotérmica producida por los aditivos A y B es brusca por ello se debe tener mucha precaución y la consideración respectiva de los equipos y materiales durante la operación.

Para la aplicación de método antiparafínico en otros pozos productores de crudos parafínicos del campo de estudio, considerar el uso de packer comerciales para poder aislar la zona de interés, para forzar la formación y que el método sea más efectivo, considerando el radio de drenaje y la presión de fractura para evitar daños en la formación.

Verificar el nivel de fluido del pozo, para ayudar que el tratamiento tome contacto directo con la formación, el preflujo y post flujo lavador propuesto es recomendable para el correcto funcionamiento del tratamiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguirre, M., & Hidalgo, A. (2015). *Estudio técnico-económico de inyección alternada de nitrógeno huff & puff para recuperación mejorada de petróleo en pozos del Campo Gustavo Galindo Velasco*. [Tesis de grado], Universidad Estatal Península de Santa Elena. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/2481/1/UPSE-TIP-2015-014.pdf>
- Ahn, S., Wang, K., Shuler, P., Creek, J., & Tang, Y. (2005). *Paraffin Crystal and Deposition Control by Emulsification (No. SPE-93357-MS)*. doi:<https://doi.org/10.2118/93357-MS>
- Alayon, M. (2004). *Asfaltenos, Ocurrencia y floculación*. In *Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales (S369-PPed., Vol. 1)*. Obtenido de https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S369PP_Asfaltenos.pdf
- Amaya, M., Martínez, R., Ariza, E., & Baraja, C. (2012). Aplicación De Un Tratamiento Químico Para El Control De Parafinas En La Tubería De Producción En El Crudo Del Campo Escuela Colorado. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 10(1), 5-12. Obtenido de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/3022/3303>
- Araki, M. (2021). *Evaluación del condensado de gas natural (CGN) como solvente de parafinas para crudo liviano Talara*. [Tesis de grado], Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. Obtenido de https://repositorio.unprg.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12893/9257/Araki_Naruse_Mario_Andr%c3%a9s.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Arias, F. G. (2012). *El proyecto de Investigación Introducción a la metodología científica*. Venezuela: Episteme. doi: ISBN: 980-07-8529-9
- Ariza, E. (2008). *Determinación del Umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado*. [Tesis de grado], Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <https://studylib.es/doc/8605552/determinacion-del-umbral-de-cristalizacion-de-las-parafin...>
- Ariza, E. (2011). De la caracterización de crudos qué es la clave para diagnosticar la precipitación de parafinas. *Fuentes: El reventón energético*, 33-39.
- ASTM International. (23 de Julio de 2019). *Standard Test Method for n-Heptane*

- Insolubles*. Obtenido de ASTM D3279-19: <https://www.astm.org/d3279-19.html>
- Azcarate, M. (2018). *Procesos Básicos del Swab*. Obtenido de Academia: https://www.academia.edu/35452753/PROCEDIMIENTO_SWAB
- Bouzas, I. (2011). *Determinación de la precipitación de parafinas de crudos de petróleo mediante precipitación fraccionada por transformada de Fourier (FTIR)*. [Tesis de grado], Universidad Rey Juan Carlos. Obtenido de https://burjcdigital.urjc.es/bitstream/handle/10115/11715/10-11_Bouzas%2cGonz%c3%a1lez_Iria.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Calderón, A. (2015). *Estudio de los ciclos de trabajo utilizando el echometer para aumentar la eficiencia de los equipos de bombeo mecánico en las secciones 67 y tigre del Campo Gustavo Galindo Velasco*. [Tesis de grado], Universidad Estatal Península de Santa Elena. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/2426>
- Campos, M. (2022). *Demulsificantes*. Obtenido de Aquaquim Especialidades Químicas: <https://www.aquaquimsadecv.com/desemulsificantes.html#:~:text=El%20prop%C3%B3sito%20de%20los%20demulsificantes,para%20conseguir%20el%20resultado%20deseado.>
- Candelo, A., & Carvajal, B. (2010). *Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el Campo Colorado*. [Tesis de grado], Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2010/133663.pdf>
- Carlos, F., Guzmán, J., Gonzalez, L., & Malavé, K. (2012). *Aplicación de cementación remedial para solucionar problemas de producción en pozos petroleros*. [Tesis de grado], Escuela Superior Politécnica del Litoral. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/19720/1/resumen%20freddy%20carlos.pdf>
- Carrasco, S. (2006). *Análisis de herramientas y diseño de completación y reacondicionamiento utilizadas en pozos productores de petróleo*. [Tesis de Grado], Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/431>
- Centeno, G., Trejo, F., Ancheyta, J., & Carlos, A. (2004). *recipitación de asfaltenos del crudo Maya en un sistema a presión*. *Revista de La Sociedad Química de México*, 48, 179-188. Obtenido de <https://www.scielo.org.mx/pdf/rsqm/v48n3/v48n3a1.pdf>

- Civan, F. (2016). *Reservoir Formation Damage* (Tercera Edición ed., Vol. 1). Elsevier.
- Cuenca, E. (2020). *Caracterización de litofacies y petrofacies de los pozos Morillo 1, 2, 4, 5, 15 y 17 del campo Gustavo Galindo Velasco, para definición de tipos de roca: Península de Santa Elena-Ecuador*. [Tesis de grado], Universidad Central del Ecuador. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/20923/1/T-UCE-0012-FIG-194.pdf>
- Delgado, J. (2006). *Asfáltenos, composición, agregación, precipitación*. Universidad de los Andes. Obtenido de <https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S369A.pdf>
- Doggs, J. (1999). *A Unique Method of Paraffin Control in Production Operations (SPE-55647-MS)*. doi:<https://doi.org/10.2118/55647-MS>
- Fernández, E. (2017). *Propuesta de limpieza de parafina en Santa Elena Bloque 2*. Santa Elena: CPVEN. PACIFPETROL.
- Galarza, J. (2013). *Estudio de Factibilidad para el cañoneo selectivo en las arenas productoras del campo "Gustavo Galindo Velasco", provincia de Santa Elena*. [Tesis de grado], Universidad Estatal Península de Santa Elena. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/967>
- Giraldo, M., & Peláez, M. (2017). *Evaluación técnica y financiera a los diez pozos seleccionados para la inhibición de asfaltenos mediante aditivos químicos en el campo Río ceibas de la cuenca del valle superior del Magdalena*. [Tesis de grado], Fundación Universidad de América. Obtenido de <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/936/1/5102516-2017-1-IP.pdf>
- Gollapudi, U., Bang, S., & Islam, M. (1994). *Ultrasonic Treatment for Removal of Asphaltene Deposits During Petroleum Production (SPE-27377-MS)*. doi:<https://doi.org/10.2118/27377-MS>
- González, D., Villabona, C., Vargas, H., Ariza, E., Roa, C., & Barajas, C. (2010). Métodos para el Control e Inhibición de la Acumulación de Depósitos Parafínicos. *Revista UIS Ingenierías*, 9(2), 193-206. Obtenido de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6299817>
- Hernández-Sampieri, R., Fernández-Collado, C., & Baptista-Lucio, P. (2014). Metodología de la Investigación. En *Metodología de la Investigación* (Sexta Edición ed.). México D.F.: Mc Graw Hill Education. doi: ISBN: 978-1-4562-2396-0

- Hidalgo, M., & Vitores, M. (2014). *Cromatografía Líquida (SARA) de seis muestras de crudo del campo Ancón*. Guayaquil: Area de Geoquímica Organica.
- Hirschfelt, M., & Ruíz, R. (2008). *Conceptos de Well Performance*. Obtenido de Oil Production: http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf
- INEN. (2015). *Petróleo y productos derivados de petróleo. Determinación de la densidad, densidad relativa o gravedad api. Método del hidrómetro (Patent No. NTE INEN 2903)*. Obtenido de Norma Técnica Ecuatoriana: <https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/normas/nte-inen-2903.pdf>
- Jara, C. (2015). *Estudio de Factibilidad para la acidificación matricial en las arenas productoras del Campo Gustavo Galindo Velasco, Provincia de Santa Elena*. [Tesis de grado], Universidad Estatal Península de Santa Elena. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/46000/2725/UPSE-TIP-2015-020.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Jennings, D., & Breitigan, J. (2010). Paraffin Inhibitor Formulations for Different Application Environments: From Heated Injection in the Desert to Extreme Cold Arctic Temperatures. *Energy Fuels*, 24(4), 2337–2349. doi:<https://doi.org/10.1021/ef900972u>
- Knox, J., Waters, A., & Arnold, B. (1962). *Checking Paraffin Deposition By Crystal Growth Inhibition (SPE-443-MS)*. doi:<https://doi.org/10.2118/443-MS>
- Kokal, S., & Sayegh, S. (1995). *Asphaltenes: The Cholesterol Of Petroleum (SPE-29787-MS)*. doi:<https://doi.org/10.2118/29787-MS>
- Labinger, J., & Bercaw, J. (2022). *Understanding and exploiting C-H bond activation*. doi:<https://doi.org/10.1038/417507a>
- Leecraft, J. (1983). *A Dictionary of Petroleum Terms* (Tercera Edición ed.). Petroleum Extension Service division of continuing education the University of Texas at Austing.
- López, P. (2009). *Métodos aplicados en la prevención de la precipitación y uso de inhibidores en el tratamiento a los asfaltenos*. [Tesis de grado], Universidad Autónoma de México. Obtenido de https://repositorio.unam.mx/contenidos/metodos-aplicados-en-la-prevencion-de-la-precipitacion-y-uso-de-inhibidores-en-el-tratamiento-a-los-asfaltenos-3519298?c=pKAvL4&d=false&q=*&i=24&v=1&t=search_0&as=0
- Luo, P., Wang, X., & Gu, Y. (2010). Characterization of asphaltenes precipitated with three light alkanes under different experimental conditions. *Fluid Phase*

- Equilibria*, 291(2), 103–110. doi:<https://doi.org/10.1016/J.FLUID.2009.12.010>
- Malone, P., Fantin, F., & Tuero, F. (2000). *Análisis Sismo estratigráfico Cretáceo-Fm Azúcar y Grupo Ancón*. Tuero.
- McClaflin, G., & Whitfill, D. (1984). Control of Paraffin Deposition in Production Operations (SPE-12204-PA). *J Pet Technol*, 36(11), 1965–1970. doi:<https://doi.org/10.2118/12204-PA>
- Moreno, J., & Niño, J. (2018). *Evaluación de la inyección de aceite liviano de ciclo para el control de depósitos orgánicos en el crudo del campo Provincia*. [Tesis de grado], Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/172836.pdf>
- Naquiche, S. (2021). *Propuesta de optimización del servicio de limpieza de Parafina para mejorar la productividad en los pozos de la Cuenca Talara*. [Tesis de grado], Universidad Nacional de Piura. Obtenido de <https://repositorio.unp.edu.pe/handle/20.500.12676/3445>
- Navarrete, E. (2018). *Itinerarios Geológicos de la Costa del Ecuador - Corte Geológico en los Acantilados Entre Ancón y Anconcito*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/327868943_ITINERARIOS_GEOLOGICOS_DE_LA_COSTA_DEL_ECUADOR_-_4_CORTE_GEOLOGICO_EN_LOS_ACANTILADOS_ENTRE_ANCON_Y_ANCONCITO
- Nieto, A., & Gavino, G. (2013). *Estudio de factibilidad para la perforación vertical de un pozo de petróleo con taladros hidráulicos automáticos en el Ecuador*. [Tesis de grado], Universidad Estatal Península de Santa Elena. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/46000/1559/ESTUDIO%20DE%20FACTIBILIDAD%20PARA%20LA%20PERFORACION%20VERTICAL%20DE%20UN%20POZO%20DE%20PETROL%20CON%20TALADROS%20HIDRAULICOS%20AUTOMATICOS%20EN%20EL%20ECUADOR.pdf?se>
- Ochoa, I., López, S., Ariza, E., Barajas, C., & Bottía, H. (2011). Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafinas del crudo campo Colorado. *Revista ION*, 24(3), 51-56. Obtenido de <http://www.scielo.org.co/pdf/rion/v24n2/v24n2a08.pdf>
- Pacifpetrol. (2002). *Informe Geología y Yacimientos del Campo Ancón*.
- Pacifpetrol. (2012). *Historia del Campo Gustavo Galindo Velasco*. Obtenido de

- <https://www.pacifpetrol.com/es/historia>
- Pacifpetrol. (2017). *Memoria de sostenibilidad 2017*. Obtenido de https://www.pacifpetrol.com/assets/public/files/downloads/1538693273_MS2017.pdf
- Pacifpetrol. (2022). *Matriz Estadística Pozos Parafínicos*.
- Pérez, A. (18 de Octubre de 2019). *Precipitación de parafinas*. Obtenido de LinkedIn: <https://www.linkedin.com/pulse/precipitaci%C3%B3n-de-parafinas-angel-eduardo-p%C3%A9rez-mares/>
- Pérez, Á. (2021). *Precipitación de asfaltenos como problema para la industria petrolera*. Obtenido de Kayros Group: <https://www.cayrosgroup.com/post/precipitaci%C3%B3n-de-asfaltenos-como-problema-para-la-industria-petrolera>
- Pinzón, S., & Rojas, J. (2006). *Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros*. [Tesis de Grado], Universidad Industrial de Santander.
- Producción petrolera. (2019). *Control de Parafinas en Pozos Productores de Petróleo*. Obtenido de Scrib.
- Realpe, R., Rios, L., Cardona, E., & Restrepo, G. (2009). Discrepancias en los Cálculos Termodinámicos Relacionados con la Deshidrogenación de Parafinas. *Información Tecnológica*, 20(5), 31-38. doi:doi:10.1612/inf.tecnol.4109ait.08
- Restrepo, K., & Garza, C. (2006). *Daño a la formación por precipitación de parafinas: estado del arte*. [Tesis de grado], Universidad Industrial de Santander. Obtenido de https://www.academia.edu/6214553/Precip_parafinas
- Rincón, A., Cabrales, L., Restrepo, A., & Calderón, Z. (2011). Asfaltenos, un daño severo en yacimientos altamente subsaturados de aceite volátil. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 9(2), 73-87. Obtenido de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/2616>
- Rodríguez, D., & Pilasagua, J. (2014). *studio de factibilidad para la implementación del sistema de bombas de cavidades progresivas en el campo "Gustavo Galindo Velasco" ubicado en la provincia de Santa Elena*. [Tesis de grado], Universidad Estatal Península de Santa Elena. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/46000/1664/ESTUDIO%20DE%20FACTIBILIDAD%20PARA%20LA%20IMPLEMENTACI%C3%93N%20DEL%20SISTEMA%20DE%20BOMBAS%20DE%20CAVIDADES%2>

OPROGRESIVAS%20EN%20EL%20CAMPO%20%e2%80%9cGUSTAVO%20GALINDO%20VELASCO%e2%80%9d%

- Rodríguez, L., & Castañeda, M. (2001). Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluidodinámico de crudos parafínicos - Fase 1. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 2(2), 65-79. Obtenido de <http://www.scielo.org.co/pdf/ctyf/v2n2/v2n2a06.pdf>
- Sabando, P. (2018). *Análisis Estratégico territorial del bloque 2 "Gustavo Galindo Velasco"*- Santa Elena. [Tesis de grado], Pontificia Universidad Católica del Ecuador. Obtenido de <http://repositorio.puce.edu.ec/bitstream/handle/22000/15291/An%C3%A1lisis%20estrat%C3%A9gico%20territorial%20del%20bloque%20%20Gustavo%20Galindo%20Velasco%20-%20Santa%20Elena.pdf?sequence=1>
- Sánchez, E., & Jácome, A. (2017). *Dispersión de parafina por reacción exotérmica*.
- Sánchez, J. (2003). *Purificación de parafinas de petróleo por hidrogenación catalítica*. [Tesis doctoral], Universidad Complutense de Madrid. Obtenido de <https://eprints.ucm.es/id/eprint/4423/1/T26589.pdf>
- Schlumberger. (2022). *Energy Glossary*. Obtenido de Parafina: <https://glossary.slb.com/es/terms/p/paraffin>
- Schlumberger. (2022). *Gradiente de Fractura*. Obtenido de https://glossary.slb.com/es/terms/f/frac_gradient
- Shock, D., Sudbury, J., & Crockett, J. (1955). Studies of the Mechanism of Paraffin Deposition and Its Control. *J Pet Technol*, 7(9), 23-28. doi:<https://doi.org/10.2118/384-G>
- Suescún Bolívar, Y. N., & Betancourt Castañeda, I. A. (2013). *Remoción de depósitos para parafina mediante un sistema de reacción exotérmica*. Bucaramanga - Colombia: Repositorio de la Universidad Industrial de Santander .
- Suescún, Y., & Betancourt, I. (2013). *Remoción de depósitos de parafina mediante un sistema de reacción exotérmica*. [Tesis de grado], Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/465882238/REMOCION-DE-DEPOSITOS-DE-PARAFINA-MEDIANTE-UN-SISTEMA-DE-REACCION-EXOTERMICA>
- Sutton, G., & Roberts, L. (1974). Paraffin Precipitation During Fracture Stimulation (SPE-4411-PA). *J Pet Technol*, 26(9), 997-1004. doi:<https://doi.org/10.2118/4411-PA>

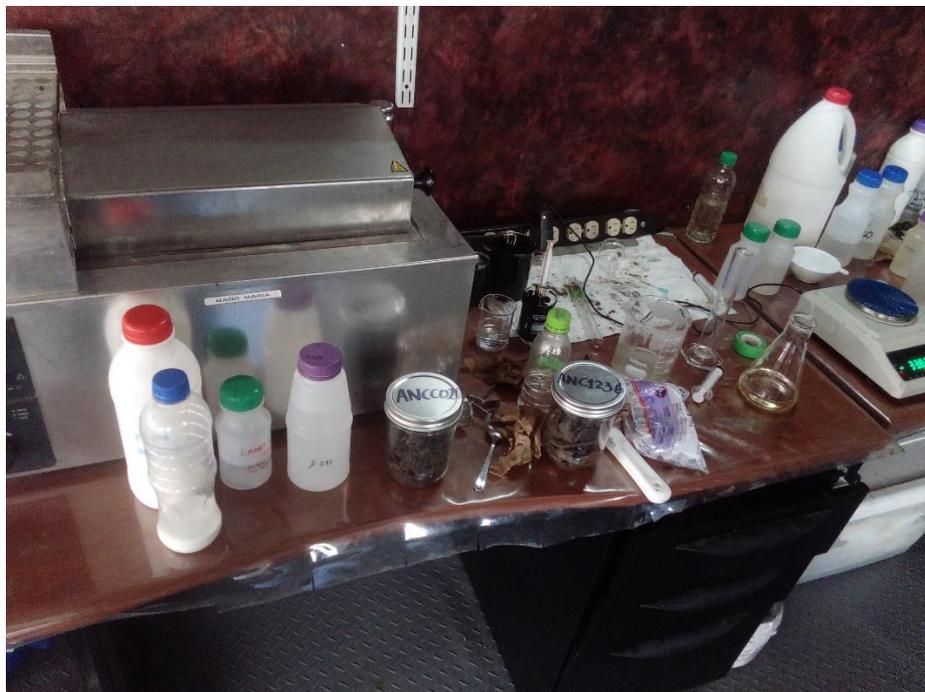
- Techbiodeg Cía. Ltda. (2015). *WCS HT Wellbore Clean System*. In *Ficha Técnica Informativa*.
- Thota, S., & Onyeonuna, C. (2016). Mitigation of Wax in Oil Pipelines. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 39-47. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/313405205_MITIGATION_OF_WAX_IN_OIL_PIPELINES
- Tigse Tituña, F. E. (2018). *Optimización de la producción del campo Gustavo Galindo Velasco por medio del método de fracturamiento hidráulico*. Quito - Ecuador: Repositorio de la Universidad Central del Ecuador .
- Tissot, B., & Welte, D. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence* (Second Revised and Enlarged Edition ed.). Springer-Verlag. Obtenido de <https://raregeologybooks.files.wordpress.com/2014/12/b-p-tissot-and-d-h-welte-petroleum-formation-and-occurrence.pdf>
- Uguña, G. (2009). *Incremento de la producción de petróleo por medio de la reparación de pozos por levantamiento intermitente de gas lift en el campo Gustavo Galindo V*. [Tesis de grado], ESPOL. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/271>

ANEXOS

Anexo A: Fotos del estudio realizado.



Pacifpetrol S.A.		REPORTE DE PULLING		UNIDAD DE PULLING:	UNI# 233.			
POZO:	C. 020.	SECCIÓN:	73.	UNIDAD DE NEGOCIO:				
FECHA:	19-12-2022.	HORA DE INGRESO:	06:00.	HORA DE SALIDA: 18:00.				
BM	HL	SW	PC	OTRO:				
TRABAJO REALIZADO: SERVICIO COMPLETO.								
DE	A	HT	DESCRIPCIÓN	HR-O	HR-E	HR-MTE	DTM	OBS
06:	00	-	07:00. CHARLA OPERATIVA, REVISAR PROGRAMA.		1			
07:	00	-	07:30. UNIDAD EN TALLER, REVISAR UNIDAD.	0.5				
07:	30	-	08:30. UNIDAD AL POZO, AJUSTAR EQUIPO.			1		
08:	30	-	09:00. LIBERA INSTALACION DE BALANCIUM, SACA SEGURO Y CABE ZAL DE BALANCIUM.	0.5				
09:	00	-	10:00. ALZA - TENSIONA INSTALACION, BOMBA DESPRENDE, SACA PRUEBA VARIAS, ACOPIA HERRAMIENTAS, W.310 LLEGA CON CURERA.	1				
10:	00	-	13:00. COMIENZA - SACA VARIAS EN CURERA SUCIAS CON PA PAFINA.	3				
13:	00	-	14:00. ALTIERTO.		1			
14:	00	-	14:30. ACOPIA VARIAS HERRAMIENTAS, SACA COLGADOR.	0.5				
14:	30	-	16:30. SACA EN CURERA 66 TUBOS VARIOS 2 3/8. CON PARAFI NA.	2				
16:	30	-	17:30. LIMPIA - GUARDA HERRAMIENTAS, TIEGGE DE LA UNIDAD HERRAMIENTAS Y MATERIALES SE LOS DEJA EN PUNA TUBERIA.	1				
17:	30	-	18:00. PERSONAL EN BASE.	0.5				



Anexo B: Ficha Técnica WCS HT A (TechBioTeg, 2013)

FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD

1. IDENTIFICACIÓN DEL MATERIAL.

Nombre del producto:	WCS HT A®
Uso recomendado:	LIMPIEZA DE POZOS PETROLEROS.
Versión:	1
Fecha de revisión	23-11-2014
Fabricante:	TechBioDeg Cía. Ltda.
Dirección del Fabricante:	Luis Coloma N 44-196 y Av. El Inca.
Quito – Ecuador	
Teléfono de Emergencia:	593 985411146

2. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS.

RIESGOS PRINCIPALES PARA LA SALUD: PUEDE CUASAR QUEMADURAS EN EL TRACTO RESPIRATORIO, LA PIEL, LOS OJOS Y EL TRACTO INTESTINAL. SE PUEDEN PRODUCIR DAÑOS OCULARES PERMANENTES.

3. COMPONENTES DEL PRODUCTO.

Nombre del componente	Porcentaje en peso	# CAS
MEZCLA ALCALINA	20-35 %	N/A
Mezcla de tensoactivos	1%-3%	-----

4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS.

INHALACION: Si efectos adversos ocurren, quite a área contaminada. Dé respiración artificial si no respiración. Si la respiración es difícil, el oxígeno se debe administrar por personal cualificado. Si se ha detenido la respiración o el pulso, recurra a una persona cualificada para que administre los primeros auxilios (Reanimación cardiopulmonar o desfibrilador externo automático) y LLAME A LOS SERVICIOS DE EMERGENCIA INMEDIATAMENTE.

CONTACTO CON LA PIEL: Aclare inmediatamente con agua las áreas contaminadas. Quítese toda la indumentaria, alhajas y zapatos contaminados inmediatamente. Lave las áreas contaminadas con agua y jabón. Limpie y seque meticulosamente la ropa contaminada antes de volver a usarla. Deseche los artículos de cuero contaminados. OBTENGA ATENCIÓN MÉDICA INMEDIATAMENTE.

CONTACTO CON LOS OJOS: Enjuague inmediatamente los ojos con un chorro de agua directo durante al menos 15 minutos, y mantenga abiertos los párpados para garantizar que se aclara todo el ojo y los tejidos del párpado. Enjuagar los ojos en cuestión de segundos es esencial para lograr la máxima eficacia. OBTENGA ATENCIÓN MÉDICA INMEDIATAMENTE.

INGESTION: Nunca administre nada por vía oral a una persona inconsciente o con convulsiones. Si se ingiere, no induzca el vómito. Dé a beber agua en abundancia. Si el vómito se produce de forma espontánea, mantenga despejadas las vías respiratorias. Administre más agua cuando cese el vómito. OBTENGA ATENCIÓN MÉDICA INMEDIATAMENTE.

NOTA AL MÉDICO: La ausencia de signos visibles o síntomas de quemaduras NO excluye la presencia de daños reales en los tejidos.

5. MEDIDAS PARA COMBATIR INCENDIOS.

PELIGROS DE FUEGO Y EXPLOSION: Riesgo insignificante de fuego.

MEDIO DE EXTINCION: Use agentes de extinción apropiados para fuego circundante.

CONTRA FUEGO: Si puede hacerlo sin riesgo, retire el recipiente del área de incendio. Enfríe los

SENSIBILIDAD A IMPACTO MECÁNICO: No sensible

SENSIBILIDAD A DESCARGA ESTÁTICA: No sensible

PUNTO DE INFLAMACION: no inflamable.

6. MEDIDAS EN CASO DE DERRAME ACCIDENTAL.

El material líquido se puede retirar con un camión aspirador. Enjuague con agua la zona en la que se ha producido el derrame, si fuera necesario. Mantener fuera de los suministros de agua. Este material es alcalino y puede aumentar el pH de las aguas superficiales que cuenten con pocas barreras. Deberá informarse de las fugas, si es necesario, a los organismos pertinentes.

7. MANEJO Y ALMACENAMIENTO.

ALMACENAMIENTO: Almacene y manipule de acuerdo con todas las normas y estándares actuales. Mantenga el contenedor cerrado con seguridad y etiquetado correctamente. No debe almacenarse en un contenedor de aluminio ni utilizar accesorios ni líneas de transferencia de aluminio, ya que se puede generar hidrógeno inflamable. Mantener separado de sustancias incompatibles.

MANIPULACION: Evite respirar el vapor o la niebla. No permita que entre en contacto con los ojos, la piel o la indumentaria. Lávese minuciosamente después de manipular. Al mezclar, agregue el agua lentamente para reducir el calor generado y las salpicaduras. Manipule el material con cuidado.

8. PROTECCIÓN PERSONAL/CONTROL DE EXPOSICIÓN.

LIMITES DE EXPOSICION: hidróxido de potasio: 2 mg/m³ ACGIH límite superior

VENTILACION: Utilice ventilación aspirada local donde se puede generar polvo o vaho. Asegure el cumplimiento de los límites de exposición que corresponden.

PROTECCION DE LOS OJOS: Si es necesario, utilice gafas de seguridad química con careta de protección para proteger la piel contra el contacto con el producto. Instale una fuente para el lavado de emergencia de los ojos y una regadera de presión en la zona de trabajo inmediato.

VESTIMENTA: Utilice ropa resistente a los productos químicos y botas de caucho cuando exista posibilidad de entrar en contacto con el material. Se debe quitar la ropa contaminada y luego se debe desechar o lavar.

GUANTES: Use guantes apropiados resistentes a los productos químicos.

TIPOS DE MATERIALES DE PROTECCION: neopreno, cloruro de polivinilo (PVC), Tychem(R) SL

RESPIRADOR: Podrá utilizarse una máscara aprobada por el NIOSH (Instituto nacional de salud y seguridad ocupacional) con filtros N95 (polvo, humo vaho) en las circunstancias en las que se espere que las concentraciones en aire superen los límites de exposición, o cuando se haya observado que los síntomas sean indicio de sobreexposición. Deberá utilizarse una pieza facial de media máscara con purificador de aire en concentraciones de hasta 10 veces el nivel de exposición aceptable y una pieza facial de máscara completa con purificador de aire en concentraciones de hasta 50 veces el nivel de exposición aceptable. Deberá suministrarse aire cuando se espere que el nivel se encuentre 50 veces por encima del nivel aceptable, o cuando exista la posibilidad de que se produzca una fuga incontrolada. Deberá seguirse un programa de protección respiratoria que cumpla las normas 29 CFR 1910.134 cuando las condiciones en el lugar de trabajo justifiquen la utilización de una mascarilla.

9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS.

Color:	transparente
Olor:	inodoro
Estado físico:	líquido
Densidad:	1.3-1.5 g/ml a 25°C
pH: 10% en agua	12 - 13
Solubilidad:	Soluble en agua.
Punto de inflamación:	no se inflama



10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD.

REACTIVIDAD: Estable a temperaturas y presión normales.

CONDICIONES QUE SE DEBEN EVITAR: Se puede producir gas de monóxido de carbono en contacto con azúcares reductores, productos alimenticios o bebidas en espacios cerrados.

INCOMPATIBILIDADES: ácidos, compuestos halogenados, contacto prolongado con aluminio, latón, bronce, cobre, plomo, estaño, zinc u otros metales o aleaciones sensibles al álcali.

DESCOMPOSICION PELIGROSA: Productos de termo descomposición:
Ninguna conocida.

POLIMERIZACION: No se polimerizará.

11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA.

DATOS DE TOXICIDAD: Hidróxido de potasio: LD50 365 mg/kg oral-rata. La gravedad del daño al tejidodepende de la concentración del producto, la prolongación del contacto con el tejido y el estado del tejido local. Después de la exposición puede pasar un tiempo antes de que aparezca la irritación u otros efectos. Este material es un fuerte irritante y es corrosivo para la piel, ojos y membranas mucosas. Este material puede provocar quemaduras graves y daño permanente al tejido con el cual entre en contacto. Su inhalación puede producir irritación grave y posibles quemaduras junto con edema pulmonar que puede producir neumonitis. El contacto de la piel con este material puede producir irritación grave y corrosión del tejido. El contacto de los ojos con este material puede producir irritación grave, corrosión con posible daño a la córnea y ceguera. Su ingestión puede producir irritación, corrosión/ulceración, náuseas y vómitos. En general, los efectos crónicos se deben a irritación a largo plazo. Este material puede producir dermatitis en la piel o ulceración recurrente de la córnea y alteraciones de la visión. En informes de casos extraordinarios, se ha observado que la inhalación a largo plazo produce una reacción inflamatoria de los bronquios o disfunción obstructiva de las vías respiratorias.

12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA.

Persistencia / degradabilidad:	degradable biológicamente.
Bio-acumulación:	no se espera.
Efectos sobre el medio ambiente: para el medio ambiente.	el producto no se considera un peligro
Experimentos científicos:	no aplicable para este tipo de producto.

13. CONSIDERACIONES SOBRE LA DISPOSICIÓN.

Métodos recomendados de disposición:

Eliminar de acuerdo con los métodos recomendados y aprobados por la normativa ecuatoriana para disponer de la sustancia, residuos y desechos.

14. INFORMACIÓN RELATIVA AL TRANSPORTE.

U.S. DOT 49 CFR 172.101:

NOMBRE APROPIADO DEL ENVÍO: WCS HT-A

NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN: UN1814



CLASE O DIVISIÒN DEL PELIGRO: 8
GRUPO DEL EMBALAJE: II
REQUISITOS DE ETIQUETADO: 8
TRANSPORTE MARITIMO IMDG:
NOMBRE APROPIADO DEL ENVÍO: LIMPIADOR ALCALINO
NÚMERO DE UN: UN1814
CLASE O DIVISIÒN: 8
GRUPO DEL EMBALAJE: II

15. INFORMACIÒN REGULATORIA.

SITUACION DEL INVENTARIO NACIONAL INVENTARIO DE LOS EE. UU. (TSCA): Todos los componentes de esta sustancia se enumeran encendido o son exentos del inventario.

NOTIFICACION DE EXPORTACION TSCA 12(b): No en la lista.

EC INVENTARIA (EINECS/ ELINCS): Mencionado en el inventario.

INVENTARIO DEL CANADA (DSL/NDSL): Todos los componentes de este producto se enumeran en elDSL.

JAPON INVENTARIA (MITD): Mencionado en el inventario.

AUSTRALIA INVENTARIA (AICS): Mencionado en el inventario.

COREA INVENTARIA (ECL): Mencionado en el inventario.

FILIPINO INVENTARIA (PICCS): Mencionado en el inventario.

INVENTARIO DE CHINA (IECS): Mencionado en el inventario.

16. OTRA INFORMACIÒN. NFPA

® Estimada:

Peligro para la Salud:	2
Peligro de incendio:	0
Peligro de reactividad:	1
Riesgos específcos:	ALK

HMIS estimada:

Riesgos para la Salud:	2
Peligro de inflamabilidad:	0
Peligros de reactividad:	1
Protecciòn personal:	H

NFPA is a registered trademark of the National Fire Protection Assn.
HMIS is a registered trademark of the National Paint and Coatings Assn.



Anexo C: Ficha Técnica WCS HT B (TechBioTeg, 2013)

FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD

1. IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO.

Nombre del producto:	WCS-HT® - B Versión N°4
Fecha de revisión:	23-03-2013
Uso recomendado:	PILDORA DE LIMPIEZA DE POZOS
Proveedor:	TechBiodeg Cía. Ltda. Luis Coloma N44-196 y Av. El Inca
Quito – Ecuador	
Teléfonos:	(593) 985411146
Teléfono de emergencia:	(593) 085411146

2. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

Inhalación: la inhalación de los vapores puede causar irritación severa sobre la nariz, laringe y el tracto respiratorio. La inhalación de concentraciones superiores puede causar daño al pulmón y sistema nervioso central.

Ingestión: La ingestión causa quemaduras de la boca, laringe y esófago, presentando un dolor intenso y dificultad para tragar, otros síntomas son el de dolor abdominal, náusea, diarrea y hasta el vómito.

Contacto con la piel: Al contacto con la piel se presenta enrojecimiento y dolor fuerte del área afectada

Contacto con los ojos: los propios vapores del producto en contacto con los ojos son bastante peligroso, el contacto con el líquido puede causar pérdida de la visión

Exposición prolongada: La exposición prolongada incluso a bajas concentraciones puede causar enrojecimiento de la piel y quemaduras.

3. COMPOSICIÓN/INFORMACIÓN SOBRE LOS INGREDIENTES.

Nombre del componente	Porcentaje en peso	CAS N°
MEZCLA DE ÁCIDOS ORGÁNICOS	30-70	NA
Cosolvente	10 – 30	N/A

4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS

Indicaciones generales: En caso de contacto, cambiarse inmediatamente la ropa contaminada, en caso de peligro de pérdida de conocimiento, colocar y transportar en posición lateral estable, la persona que asiste debe protegerse.

En caso de inhalación: trasladar a la víctima al aire fresco, tranquilizarla y colocarla en posición medio sentada, llevarla inmediatamente al hospital.

En caso de contacto con la piel: retirar inmediatamente la ropa contaminada y lavar con abundante agua. Consultar con un médico.

En caso de contacto con los ojos: lavar inmediatamente con abundante agua en los ojos y también sobre los párpados durante 15 minutos. Consulta al médico.

En caso de Ingestión: no inducir al vómito, beber agua como precaución. Consultar al médico



5. MEDIDAS PARA COMBATIR INCENDIOS

El producto en si no arde, se deben tomar las medidas necesarias según el incendio del entorno, enfriar los envases y depósitos lindantes con agua pulverizada. Se puede utilizar medios de extinción secos, espuma resistente a los alcoholes, dióxido de carbono.

Equipo de protección especial: En caso de incendio, llevar aparato respiratorio autónomo y traje de protección química adecuado.

Peligros especiales en caso de incendio: En caso de incendio puede liberarse monóxido de carbono.

6. MEDIDAS EN CASO DE DERRAME ACCIDENTAL

Precauciones de personal: Aislar el área. Mantenga el personal innecesario alejado. Manténgase contra el viento. Ventile los espacios cerrados antes de ingresar. No toque o camine sobre el material derramado. Protéjase con equipo de protección y ropa adecuadas durante la limpieza.

Absorber el derrame con un material absorbente inerte.

Métodos para contención: Prevenir el ingreso a los cursos de agua, alcantarillas y áreas confinadas

Métodos de limpieza: Pequeños derrames: use material no combustible como vermiculita, arena

o tierra para absorber el producto derramado y ponerlo en un contenedor para su posterior disposición.

Derrames grandes: Construir un dique más adelante del líquido derramado para su posterior eliminación.

7. MANEJO Y ALMACENAMIENTO.

Los vapores son más pesados que el aire y pueden extenderse por el suelo. Pueden formar mezclas explosivas con el aire. Evitar la creación de concentraciones del vapor en el aire, inflamable o explosivo; evitar concentraciones del vapor superiores a los límites de exposición durante el trabajo. El equipo eléctrico ha de estar protegido según las normas adecuadas. El preparado puede cargarse electrostáticamente: utilizar siempre tomas de tierra cuando se trasvase el producto. Los operarios deben llevar calzado y ropa antiestáticos, y los suelos deben ser conductores.

Mantener el envase bien cerrado, aislado de fuentes de calor, chispas y fuego. No se emplearán herramientas que puedan producir chispas. En la zona de aplicación debe estar prohibido fumar, comer y beber. Para el manejo suministrar suficiente aireación y ventilación en el lugar de trabajo, proteger los recipientes cerrados del calor y alejado de agentes oxidantes y bases fuertes, se debe mantener alejado de fuentes de ignición. Durante el almacenamiento se debe mantener por debajo de los 30 °C.

8. PROTECCIÓN PERSONAL/CONTROL DE EXPOSICIÓN

- | | |
|--------------------------------------|---|
| a. Protección Respiratoria | En caso de ventilación insuficiente tener un aparato de respiración |
| b. Protección de Manos | Guantes a prueba de ácido |
| c. Protección de los ojos | Anteojos de seguridad |
| d. Protección de la piel y el cuerpo | Ropa de protección, tal como guantes, delantal de caucho, chaquetas y zapatos de seguridad. |

9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Aspecto físico	Líquido
Color	Incoloro
Olor	Picante
Punto de solidificación	- 13 °C
Punto de ebullición	107.3° C
Punto de fusión	8.6°C
Punto de inflamación	65° C
Densidad	1.10 (20° C)
Solubilidad en agua	soluble

10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

Estabilidad química: Estable a condiciones normales

Condiciones para evitar: Calor, llamas, chispas y descargas estáticas.

Incompatibilidad: Agentes alcalinos

Productos de descomposición peligrosos: Óxidos de carbono (CO, CO₂)

Polimerización peligrosa: No ocurrirá

11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

Tras la inhalación, ocasiona irritación en las mucosas, tos y dificultad para respirar. Tras contacto con la piel, causa irritación. Tras contacto con los ojos, causa irritación.

Tras ingestión, causa irritación en la mucosa de la boca, garganta, esófago y tractogastrointestinal.

12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA.

Potencial de bioacumulación: Debido al coeficiente de distribución del n-octanol/agua, no es de esperar una acumulación en los organismos.

Debido al pH de la sustancia, en general, es recomendable neutralizar antes de realizar un vertido a la planta depuradora.

13. CONSIDERACIONES DE DISPOSICIÓN.

Deshágase de los desechos en un incinerador aprobado o en un sitio de tratamiento y disposición de residuos, de acuerdo con todos los reglamentos. No se deshaga de los desechos en el alcantarillado local o en la basura normal.

14. INFORMACIÓN RELATIVA AL TRANSPORTE.

El producto debe transportarse en condiciones secas.

Controles especiales no aplica ya que no es material controlado por ningún ente territorial, no se requieren recomendaciones especiales al transportador de acuerdo con U.N 1779

15. OTRA INFORMACIÓN.

Debido a nuestro compromiso con el manejo de Producto, hemos evaluado los riesgos humanos, ambientales, y de la exposición de este producto. Basado en el uso recomendado de este producto, hemos caracterizado el riesgo general del producto. Esta información debe proporcionar asistencia para sus propias prácticas de gestión de riesgos. Tenemos evaluado los riesgos de nuestro producto en los siguientes términos:

* El riesgo humano es: Bajo

* El riesgo ambiental es: Bajo

• Estimated NFPA ® Code:

Health Hazard:	2
Fire Hazard:	2
Reactivity Hazard:	0
Specific Hazard:	Does not apply

• Estimated HMIS ® Code:

Health Hazard;	3
Flammability Hazard:	2
Reactivity Hazards:	0
Personal Protection:	H

NFPA is a registered trademark of the National Fire Protection Assn.

HMIS is a registered trademark of the National Paint and Coatings Assn.



Anexo D: Ficha técnica TENANCE (TechBioTeg, 2013)

FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD

1. IDENTIFICACIÓN DEL MATERIAL.

Nombre del producto:	TENANCE®
Uso recomendado:	CONTROLADOR DE PARAFINAS
Versión:	3
Fecha de revisión	5-10-2013
Fabricante:	TechBioDeg Cía. Ltda.
Dirección del Fabricante:	Luis Coloma N 44-196 y Avenida El Inca.
Quito – Ecuador	
Teléfono de Emergencia:	593 985411146

2. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS.

- **Visión general de emergencia:**

El contacto con los ojos puede causar irritación. El contacto con la piel puede causar irritación. Puede causar irritación al tracto respiratorio.

- **Efectos potenciales sobre la salud:**

Ojos:	Este producto puede causar una leve irritación en los ojos.
Piel:	El uso prolongado o repetido puede causar una leve irritación.
Inhalación:	Respirar a niebla puede irritar el sistema respiratorio.
Ingestión:	la ingestión de grandes cantidades puede producir perturbaciones gastrointestinales incluyendo irritación, náuseas y diarrea.

3. COMPONENTES DEL PRODUCTO.

Nombre del componente	Porcentaje en peso	# CAS
Oleato de metilo	0 - 30	112-62-9
Palmitato de metilo	0 - 30	112-39-0
Metil soyato	5 - 50	67784-80-9
Mezcla de tensoactivos	0 - 50	propietaria

4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS.

Procedimientos de primeros auxilios

Contacto con los ojos: Enjuague los ojos con abundante agua durante al menos 15 minutos, levantando los párpados superior e inferior. Acudir a un médico inmediatamente.

Contacto con la piel: Acudir a un médico. Lavar la piel con abundante agua durante al menos 15 minutos. Quítese la ropa y el calzado contaminados. Lave la ropa antes de su reutilización.

Inhalación: de la exposición y mueva al aire fresco inmediatamente. Sino para respirar, dar respiración artificial. Si la respiración es difícil, suministrar oxígeno. Acudir a un médico.

Ingestión: No induzca el vómito. Beba mucha agua. Comuníquese con el médico inmediatamente.

5. MEDIDAS PARA COMBATIR INCENDIOS.

Información General: Como en cualquier incendio, use un aparato de respiración autocontenido en demanda de presión, MSHA / NIOSH (aprobado o equivalente), y lleno equipo de protección. Durante un incendio, gases irritantes y altamente tóxicos pueden ser generados por descomposición térmica o combustión.

Medios de extinción: Usar agua pulverizada, polvo químico seco, dióxido de carbono, o espuma apropiada.

6. MEDIDAS EN CASO DE DERRAME ACCIDENTAL.

Precauciones de personal: Aislar el área. Mantenga el personal innecesario alejado. Manténgase contra el viento. Ventile los espacios cerrados antes de ingresar. No toque o camine sobre el material derramado.



Protéjase con equipo de protección y ropaaadecuadas durante la limpieza. Absorber el derrame con un material absorbente inerte.

Métodos para contención: Sectorice el área del derrame para que las personas no se resbalen y caigan. Identifique la fuente de la fuga o derrame y contenga con arena, tierra o depósito de contención. Luego proceda a limpiar el derrame o la fuga.

Métodos de limpieza: Recupere todo el material reutilizable. Los residuos de derrames pequeños pueden enjuagar en el alcantarillado sanitario. Los residuos de derrames grandes deben cubrirse con un material inerte absorbente para absorber el derrame. Deseche el material absorbente como un desperdicio no peligroso. Enjuague el área con agua abundante y deseche en el alcantarillado sanitario.

7. MANEJO Y ALMACENAMIENTO.

Manejo: Lávese completamente después de manejar este material. Quítese la ropa contaminada y lavar antes de usar. Use con ventilación adecuada. Evite el contacto con ojos, piel y ropa. Mantenga el recipiente bien cerrado. Evite la ingestión y la inhalación.

Almacenamiento: Almacenar en un área fresca, seca y bien ventilada lejos de sustancias incompatibles. Mantenga los recipientes bien cerrados.

8. PROTECCIÓN PERSONAL/CONTROL DE EXPOSICIÓN.

Protección de los ojos: Se recomienda el acceso a un baño ocular o a una fuente de agua en caso de contacto ocular. Lávese bien las manos después del contacto para prevenir la transferencia de las manos a los ojos.

Protección de la piel: Generalmente no se necesitan guantes u otra protección de la piel bajo condiciones normales de uso. La inmersión prolongada en el producto, la exposición repetida de la piel durante períodos extensos de tiempo, las condiciones preexistentes de la piel tales como dermatitis, o respuesta alérgica al contacto con el producto puede requerir el uso de guantes.

Protección respiratoria: No se requiere bajo condiciones normales de uso.

Controles de ingeniería: No hay peligros conocidos asociados con este material cuando se usa según se recomienda.

Pauta de la exposición: Use el producto en un área bien ventilada.

9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS.

Estado:	líquido
Color:	amarillo
Olor:	graso
Estado físico:	líquido
Densidad:	0.91 – 0.92 g/ ml a 25°C
inflamación:	Punto de >90°C
pH (solución al 10%):	6.5-8.5
Solubilidad:	Agua fresca: Dispersable 15% HCl: Dispersable Hidrocarburos: Soluble
Carga iónica:	No iónico

10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD.

Estabilidad química: Estable a temperatura ambiente en contenedores cerrados bajo condiciones normales de almacenamiento y manipulación.

Condiciones que evitar: Materiales incompatibles, oxidantes fuertes.

Incompatibilidades con otros materiales: Agentes oxidantes fuertes.

Productos de descomposición peligrosos: Monóxido de carbono, dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno.

Polimerización peligrosa: No se ha reportado.

11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICO.

Producto	Acute Dermal LD ₅₀ conejo (mg/Kg)	Acute Oral LD ₅₀ rata (mg/Kg)
Metil soyato	Mayor a 2000	Mayor a 5000
Oleato de metilo	Mayor a 2000	Mayor a 5000

12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA.

Persistencia / degradabilidad:	degradable biológicamente.
Bio-acumulación:	no se espera.
Efectos sobre el medio ambiente:	el producto no se considera un peligro para el medio ambiente.
Experimentos científicos:	no aplicable para este tipo de producto.

13. CONSIDERACIONES SOBRE LA DISPOSICIÓN.

Métodos recomendados de disposición: Seguir las regulaciones locales y de la EPA.

14. INFORMACIÓN RELATIVA AL TRANSPORTE.IATA

Nombre de Embarque:	sin restricciones
Clase o división:	sin restricciones
Número de la ONU o ID:	Ninguno

15. INFORMACIÓN REGULATORIA.

Símbolos de peligro: No disponible.

Frases de riesgo:

Frases de seguridad: S 24/25 Evite el contacto con la piel y los ojos.

S 28A Después de contacto con la piel, lavar inmediatamente con abundante agua.S 37 Usen guantes adecuados.

S 45 En caso de accidente o si se siente bien, busque inmediatamente al médico(mostrar la etiqueta es posible).

Ninguno de los químicos en este producto está considerada altamente peligrosa por OSHA

16. OTRA INFORMACIÓN.

NFPA ®Estimada:

Peligro para la Salud:	1
Peligro de incendio:	1
Peligro de reactividad:	0
Riesgos específicos:	No aplica

HMIS estimada:

Riesgos para la Salud:	1
Peligro de inflamabilidad:	1
Peligros de reactividad:	0
Protección personal:	B

NFPA is a registered trademark of the National Fire Protection Assn.

HMIS is a registered trademark of the National Paint and Coatings Ass.



