



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

TEMA:

**“EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE LA
DOSIFICACIÓN DE SOLVENTE PARA EL CONTROL DE
PARAFINAS EN POZOS DE LA SECCIÓN 73 DEL BLOQUE
GUSTAVO GALINDO VELASCO.”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**ROY JOSEP VILLAVICENCIO GÓMEZ
OSCAR EFRAIN CEVALLOS RAMOS**

TUTOR:

ING. ISRAEL YAGUAL PITA, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**“EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE LA
DOSIFICACIÓN DE SOLVENTE PARA EL CONTROL DE
PARAFINAS EN POZOS DE LA SECCIÓN 73 DEL BLOQUE
GUSTAVO GALINDO VELASCO.”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**ROY JOSEP VILLAVICENCIO GÓMEZ
OSCAR EFRAIN CEVALLOS RAMOS**

TUTOR:

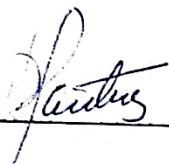
ING. ISRAEL YAGUAL PITA, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

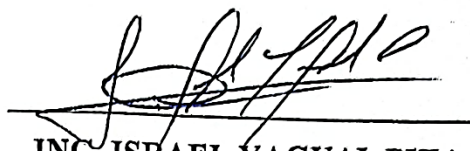
2025

UPSE

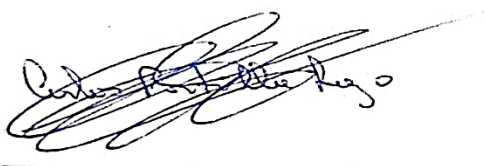
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



ING. MARLLELIS GUTIERREZ, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA



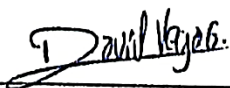
ING. ISRAEL YAGUAL PITA
DOCENTE TUTOR



ING. CARLOS PORTILLA, MSc
DOCENTE ESPECIALISTA



ING. CARLOS MALAVÉ, Msc
DOCENTE UIC



ING. DAVID VEGA
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

A mis padres, **Rosa Gómez y Segundo Villavicencio**, quienes con su amor, esfuerzo y sacrificio han sido el pilar fundamental en mi vida. Gracias por inculcarme valores, por su apoyo incondicional y por enseñarme que con dedicación y perseverancia todo es posible.

A mis hermanos **Zuleika, Diego y Valeria**, quienes han sido mi inspiración y mi refugio en los momentos difíciles. Gracias por su cariño, su confianza y por ser parte esencial de este camino.

A mi cuñado, **el Ing. Jairo Cedeño, PhD**, por su constante motivación, sus consejos y su ejemplo de dedicación. Su apoyo ha sido invaluable en este proceso.

A mis amigos y profesores, quienes con su compañía, enseñanzas y palabras de aliento han sido una fuente de motivación y aprendizaje en esta etapa de mi vida.

Y, especialmente, a esa persona especial, mi pareja, quien ha estado a mi lado en cada momento, brindándome su amor, paciencia y fortaleza. Gracias por ser mi apoyo incondicional y por creer en mí incluso en los momentos en que yo dudaba.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a mis padres, quienes nunca dejaron de apoyarme. Tanto emocional como económicamente, entregaron todo por mi crecimiento académico, haciendo sacrificios innumerables a lo largo del camino.


A mis amigos, con quienes compartí este trayecto y desarrollamos juntos valores fundamentales como el liderazgo y el trabajo en equipo.

A los docentes que fueron clave para mi crecimiento y fortalecimiento académico. En ellos encontré no solo tutores, sino también buenos colegas y amigos, cuya guía y apoyo fueron esenciales en cada etapa de mi formación.

Finalmente, dedico este trabajo a dos personas excepcionales y profesionales: los ingenieros **César Jara** y **Christian Sánchez**. Su invaluable orientación y aportes durante mis pasantías fueron fundamentales para este trabajo, proporcionándome la información y mentoría necesarias para alcanzar este logro.

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE LA DOSIFICACIÓN DE SOLVENTE PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE LA SECCIÓN 73 DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO.**” elaborado por los estudiantes ROY JOSEP VILLAVICENCIO GÓMEZ y OSCAR EFRAIN CEVALLOS RAMOS 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 7% de la valoración permitida.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

TESIS DE GRADO ROY-OSCAR 2025

7%
Textos sospechosos

0% Similitudes
0% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas

1% Idiomas no reconocidos

6% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: TESIS DE GRADO ROY-OSCAR 2025.docx	Depositante: Israel Isidro Yagual Pita	Número de palabras: 5680
ID del documento: 0636ab38f0c5ad0f6f59380e9c9546985f545513	Fecha de depósito: 13/6/2025	Número de caracteres: 36.271
Tamaño del documento original: 202,68 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 13/6/2025	

Ubicación de las similitudes en el documento:



Firmado digitalmente por:
**ISRAEL ISIDRO
YAGUAL PITA**

Validar únicamente con FirmaDC

Ing. Isidro Israel Yagual Pita

C.I.: 0927362988

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Roy Josep Villavicencio Gómez y Oscar Efrain Cevallos Ramos declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE LA DOSIFICACIÓN DE SOLVENTE PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE LA SECCIÓN 73 DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO.”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de 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,

ROY VILLAVICENCIO GÓMEZ

Autor de Tesis

C.I. 2400117251

OSCAR CEVALLOS RAMOS

Autor de Tesis

C.I. 0928238369

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Israel Yagual Pita

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE LA DOSIFICACIÓN DE SOLVENTE PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE LA SECCIÓN 73 DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO.”** previo a la obtención del Título de Ingenieros en Petróleos elaborado por el Sr. Roy Josep Villavicencio Gómez y Oscar Efrain Cevallos Ramos, 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. Israel Yagual Pita

Tutor

Certificado

de gramática

Santa Elena, 13 de junio del 2025

Yo, **Mónica Isabel Paredes Castro**, Magíster en Educación Básica, con registro de la **SENECYT N° 1023-2024-2904505** por medio del presente certifico que:

Después de revisar y corregir la sintaxis y ortografía del trabajo investigativo titulado **“EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE LA DOSIFICACIÓN DE SOLVENTE PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE LA SECCIÓN 73 DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO”** elaborado por los estudiantes **ROY JOSEP VILLAVICENCIO GÓMEZ** y **OSCAR EFRAIN CEVALLOS RAMOS** en su opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS** en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, puedo afirmar que el trabajo está apto para ser defendido.

Sin otro particular.



Firmado electrónicamente por:
**MONICA ISABEL
PAREDES CASTRO**

Validar únicamente con FirmaEC

Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.

C.I: 0605353143

Celular: 0969917044

Correo: misabelp1017@gmail.com

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecemos a Dios, por brindarnos la sabiduría, fortaleza y salud necesarias para culminar con éxito esta etapa tan importante de nuestra formación académica. Sin su guía y bendiciones, este logro no habría sido posible.

Expresamos nuestro más sincero agradecimiento a Pacifpetrol S.A. por abrirnos las puertas y permitirnos desarrollar nuestro trabajo de tesis en sus instalaciones, así como por el valioso respaldo técnico y humano recibido.

Nuestro especial reconocimiento al Ing. César Jara y al Ing. Christian Sánchez, por su constante apoyo, orientación y disposición para compartir sus conocimientos y experiencia, contribuyendo significativamente al desarrollo de este proyecto.

Agradecemos profundamente al Ing. Israel Yagual, nuestro tutor de tesis, por su guía, compromiso y asesoramiento continuo, fundamentales para el correcto enfoque y ejecución de nuestra investigación.

Extendemos también nuestro agradecimiento al Ing. Carlos Malavé, docente de nuestra carrera, por sus enseñanzas y aportes que enriquecieron nuestra formación académica y profesional.

Finalmente, gracias a la Universidad Estatal Península de Santa Elena por brindarnos las herramientas, conocimientos y el espacio académico que nos permitió crecer como futuros profesionales comprometidos con la sociedad.

CONTENIDO

“EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE LA DOSIFICACIÓN DE SOLVENTE PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN POZOS DE LA SECCIÓN 73 DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO.”	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
DEDICATORIA	iv
CERTIFICADO ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMÁTICA	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO	x
LISTA DE FIGURAS.....	xv
LISTA DE TABLAS	xvii
RESUMEN	xviii
ABSTRACT.....	xix

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.3 HIPÓTESIS	3
1.4 OBJETIVOS	3
1.4.1 Objetivo General	3
1.4.2 Objetivos Específicos	3
1.5 ALCANCE	4
1.6 VARIABLES	4
1.6.1 Variables Dependientes:	4
1.6.2 Variables Independientes	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	5
2.1 Campo Gustavo Galindo Velasco	5
2.1.1 Ubicación Geográfica	6
2.1.2 Estratigrafía y sedimentología del Campo	7
2.1.3 Mecanismos de levantamiento artificial	9
2.2 Parafina	12
2.2.1 Tipos de parafina	13

2.2.2	Propiedades de las parafinas	14
2.3	Factores que influyen en la precipitación de depósitos	15
2.4	Mecanismos de depositación de parafinas.....	18
2.4.1	Problemas ocasionados por la depositación de parafinas.....	19
2.5	Métodos para el control de depósitos de parafinas	20
2.5.1	Métodos de prevención	21
2.5.2	Tipos de solventes utilizados en la industria petrolera.....	21
2.5.3	Tipos de inhibidores utilizados en la industria petrolera.....	23
2.5.4	Tipos de inyección de solventes.....	26
2.5.5	Técnicas de aplicación de solventes.....	27
2.6	Eficiencia operativa y económica en tratamientos químicos	28
2.6.1	Pruebas de botella para selección de químicos	28
2.6.2	Valor Actual Neto (VAN)	28
2.6.3	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	29
2.6.4	Flujo de caja proyectado	29
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA		30
3.1	Metodología de la investigación	30
3.3.1	Tipo de investigación	30

3.1.2	Enfoque de la investigación	30
3.2	Población Y Muestra	31
3.2.1	Población	31
3.2.2	Muestra	31
3.3	Métodos e instrumentos de recolección de información	31
3.3.1	Diagrama metodológico para el desarrollo de la Investigación	32
3.3.2	Procedimiento de recolección de información	32
3.4	Procedimiento general de evaluación	33
3.4.1	Procedimiento de análisis con solvente e inhibidores	33
3.4.2	Procedimiento de análisis con raspadores mecánicos e inyección de aire	36
3.5	Evaluación técnico-económica de las alternativas de limpieza	38
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		39
4.1	Inyección de solvente	39
4.1.1	Consideraciones económicas y técnicas de la aplicación de solventes 40	
4.2	Limpieza con raspadores	41
4.2.1	Hallazgos y Análisis	41
4.2.2	Evaluación Comparativa y Sostenibilidad	42

4.3	Limpieza con aire a presión.....	42
4.3.1	Principios Operativos y Aplicaciones.....	42
4.3.2	Resultados Operativos en el Campo GGV	43
4.3.3	Ventajas, Limitaciones y Análisis Comparativo	43
4.4	Análisis económico.....	44
4.4.1	Gráfica y análisis de Costos vs Producción promedio.....	45
4.4.2	Gráfica y análisis de frecuencia de pulling en los pozos	46
4.4.3	Gráfica y análisis de costo total por intervenciones	47
4.4.4	Costos de limpieza mecánica	48
4.4.5	Costos químicos	49
4.4.6	Costos de limpieza química	50
4.4.7	TIR y VAN	51
5	CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	55
5.1	CONCLUSIONES	55
5.2	RECOMENDACIONES	56
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	58
7	ANEXOS.....	65

LISTA DE FIGURAS

Figura. 1. Ubicación Geográfica del Campo GGV	6
Figura. 2 Columna Estratigráfica del Bloque Santa Elena	7
Figura. 3. SLA Bombeo Mecánico	9
Figura. 4. Esquema de levantamiento por Pistoneo o Swab.....	10
Figura. 5. Esquema de levantamiento por Herramienta Local.....	11
Figura. 6. Bombeo de cavidades progresivas (BCPE).....	12
Figura. 7. Formación de parafinas en las tuberías.....	13
Figura. 8. Oleoducto con parafina	20
Figura. 9. Inhibidores de componentes orgánicos.....	25
Figura. 10. Diagrama metodológico para el desarrollo de la Investigación.....	32
Figura. 11. Parafina recolectada del pozo ANC0004	33
Figura. 12. Recipientes con parafina y solventes.....	34
Figura. 13. Recipientes con parafina e inhibidor WTF 9501.....	35
Figura. 14. Equipo U233 realizando pulling a pozo ANC1230 con parafina	36
Figura. 15. Limpieza mecánica de tuberías de producción	37
Figura. 16. Varillas de bombeo mecánico con parafina y escala	40
Figura. 17. Gráfica de costos vs producción promedio	45
Figura. 18. Frecuencia de pulling por pozo	46
Figura. 19. Costo total por tipo de trabajo	47
Figura. 20. Diagrama mecánico del pozo ANC0004.....	65

Figura. 21. Diagrama mecánico del pozo ANC0015.....	66
Figura. 22. Diagrama mecánico del pozo ANC0024.....	67
Figura. 23. Diagrama mecánico del pozo ANC1210.....	68
Figura. 24. Diagrama mecánico del pozo ANC1211.....	69
Figura. 25. Diagrama mecánico del pozo ANC1230.....	70
Figura. 26. Matriz de ensayos con químicos.....	71
Figura. 27. Matriz técnico–económica de evaluación de métodos de limpieza.....	71
Figura. 28. Cronograma de aplicación recomendada por pozo (primer año de implementación).....	72
Figura. 29. Historial de producción del pozo ANC0004.....	72
Figura. 30. Matriz de pozos parafínicos	73

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos de formación del Campo Gustavo Galindo V.....	8
Tabla 2. Propiedades de las parafinas	14
Tabla 3 Precio promedio mensual del barril de petróleo.....	45
Tabla 4 costos de limpieza mecánica	48
Tabla 5 costos químicos.....	49
Tabla 6 Relación con los pozos con alta intervención.....	50
Tabla 7 Costos de limpieza química	50
Tabla 8 Datos con valores propuestos.....	52
Tabla 9 Análisis económico para los pozos.	53
Tabla 10 Flujos de caja	54

**“EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE LA
DOSIFICACIÓN DE SOLVENTE PARA EL CONTROL DE
PARAFINAS EN POZOS DE LA SECCIÓN 73 DEL BLOQUE
GUSTAVO GALINDO VELASCO.”**

Autor: Villavicencio Gómez Roy Josep

Cevallos Ramos Oscar Efrain

Tutor: Ing. Yagual Pita Israel

RESUMEN

Esta investigación realizó una evaluación técnico-económica de los métodos para corregir y controlar los depósitos de parafinas en tuberías de producción del campo Gustavo Galindo Velasco, las cuales han generado una gran pérdida económica y operativa. Este estudio llevó a cabo una comparación de efectividad y rentabilidad de varias alternativas usadas en el campo: utilización de solventes, limpieza mecánica y limpieza con aire a presión. Así mismo, se utilizaron datos de pozos con problemas críticos de parafina como el ANC0004 y el ANC1211 con el fin de determinar la viabilidad de cada una de las alternativas estudiadas. Los resultados indicaron que la inyección preventiva combinada de solvente más inhibidor es la solución más eficaz y rentable. Este método ayuda a prevenir la cristalización de la parafina, reduce considerablemente la frecuencia de intervenciones y mantiene una producción más estable, generando un costo-beneficio favorable. Adicionalmente, se concluyó que la limpieza mecánica debe de utilizarse solo como un recurso correctivo en casos donde los taponamientos son más severos, esto debido a alto costo y a una paralización de la producción obligatoria. Por otro lado, la inyección de aire resultó ser ineficaz como método principal de control de parafinas. Por lo tanto, se recomienda implementar un programa con tratamientos químicos como método preventivo, tomando en cuenta la rentabilidad individual de cada pozo.

PALABRAS CLAVE: Dosificación, solvente, inhibidor, parafina, sección, control, raspadores, producción.

**"TECHNICAL - ECONOMIC EVALUATION OF SOLVENT
DOSAGE FOR PARAFFIN CONTROL IN WELLS OF SECTION 73
OF THE GUSTAVO GALINDO VELASCO FIELD."**

Autor: Villavicencio Gómez Roy Josep

Cevallos Ramos Oscar Efrain

Tutor: Ing. Yagual Pita Israel

ABSTRACT

This research provides a techno-economic evaluation of methods to remediate and control paraffin wax deposits in the production tubing of the Gustavo Galindo Velasco field, which have led to significant operational and economic losses. This study conducted a comparative analysis of the effectiveness and cost-efficiency of several alternatives used in the field, including solvent application, mechanical cleaning, and pressurized air injection. To determine the viability of each studied alternative, the analysis utilized data from wells with critical paraffin issues, such as ANC0004 and ANC1211.

The results indicated that a combined preventive injection of a solvent and a paraffin inhibitor is the most effective and cost-efficient solution. This method helps prevent wax crystallization, considerably reduces the frequency of well interventions, and maintains more stable production, yielding a favorable cost-benefit ratio. Furthermore, it was concluded that mechanical cleaning should only be employed as a corrective measure in cases of severe blockages, given its high cost and the mandatory production shutdown it requires. Conversely, air injection proved to be ineffective as a primary control method. Therefore, the implementation of a chemical treatment program as a preventive strategy is recommended, taking into account the individual profitability of each well.

KEYWORDS: *Dosing, Solvent, Inhibitor, Paraffin, Section, Control, Scrapers, Production.*

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En la industria petrolera, uno de los desafíos más recurrentes es el manejo de los depósitos de parafinas, un problema que afecta directamente la operación y la rentabilidad de los pozos. Este inconveniente es especialmente notable en el Bloque Gustavo Galindo Velasco (GGV), donde pozos como el ANC0004 y el ANC1230 presentan altos niveles de parafinas en sus tuberías e instalaciones de sistemas de extracción. Durante las intervenciones de mantenimiento, es normal visualizar una acumulación significativa de parafinas que dificultan el flujo, aumentan los costos operativos y disminuye la eficiencia de producción.

Uno de los casos es el pozo ANC0004 el cual es clara la magnitud del problema: las intervenciones en su sistema de extracción muestran que tanto las varillas como las tuberías están cubiertas de parafinas, y esto genera pérdidas económicas relacionadas a la limpieza constante, el reemplazo de equipos y la baja productividad del pozo. Este escenario muestra la necesidad de obtener soluciones más factibles, tanto técnica como económicamente, para prevenir este problema.

Actualmente, las técnicas convencionales de manejo de parafinas, como las limpiezas mecánicas, normalmente son más costosas y a su vez poco sostenibles a largo plazo. En este contexto, surge la idea de realizar un estudio técnico-económico para que de esta manera poder prevenir la acumulación de parafinas. Esta táctica no solo busca ofrecer una solución más económica, sino a su vez mejorar la continuidad operativa y reduce los tiempos de inactividad de los pozos afectados.

La evaluación se centrará en determinar la efectividad de este método en términos de reducción de costos operativos y optimización de la producción.

Este proyecto no solo busca generar una solución para los desafíos actuales del bloque, sino también establecer un modelo replicable que beneficie la operación de otros yacimientos en condiciones similares.

1.2 ANTEDECENTES

- Varios autores realizaron un estudio donde aplicaron un tratamiento químico con el objetivo de limpiar y prevenir la acumulación de la parafina el cual fue una alternativa eficiente y viable económicamente que, al implementar este tratamiento químico propuesto, se podría lograr una reducción de los costos de operación anuales, lo cual se asegura la continuidad de producción y así evitamos el cierre de los pozos debido a la acumulación de parafinas dentro de la tubería de producción. (Amaya, Martinez, Ariza , & Baraja, 2012)
- Otras investigaciones muestran que al incorporar surfactantes para poder estabilizar emulsiones reduce la formación de depósitos de cera. Estas emulsiones están caracterizadas por una menor tensión superficial y una mayor agitación, lo cual esto favorece a que se depositen ceras más suaves y con un menor peso molecular. En comparación, los depósitos producidos al emplear inhibidores de cera comerciales pueden ser incluso más resistentes que los depósitos naturales. (Ahn, Wang , Shuler, Arroyo , & Tang , 2005)
- Luego de haberse realizado otros estudios evaluaron la eficacia del inhibidor para prevenir la formación de depósitos de parafina en un crudo específico. Los resultados obtenidos indican que una concentración del 30% de este inhibidor es la opción más eficiente para prevenir daños en la formación y mejorar la producción, al reducir significativamente la precipitación de cristales de parafina, un desafío habitual en este tipo de crudo. (Coronado & Guerra, 2016)
- El método exotérmico empleado demostró ser altamente eficaz en la eliminación de parafinas. Al generar temperaturas superiores al punto de fusión de la parafina, se logró no solo fundir los depósitos, sino también inhibir su posterior cristalización en un porcentaje significativo. Los residuos resultantes, al encontrarse dispersos y sin adherencia, fueron fácilmente removidos mediante el sistema de lavado. (Rodriguez M. , 2023)
- Los métodos para eliminar parafinas que utilizan unidades raspadoras exigen detener temporalmente la producción del pozo. Estas herramientas se introducen en el interior del pozo y, al alcanzar el fondo, se despliegan para limpiar las paredes de la tubería, eliminando los depósitos de parafina.

- Luego, son impulsadas hacia la superficie por la presión del fluido producido. No obstante, este procedimiento implica un costo adicional debido a la interrupción de la producción mientras el pozo está fuera de operación. (Sapana, 2015)
- En otros estudios realizados nos indican que la composición y estructura de las parafinas, sean parafínicas o microcristalinas, determinan el tipo de daño que ocasionan al acumularse en las líneas de producción. Las ceras parafínicas, compuestas por moléculas de hidrocarburos con cadenas lineales que contienen entre 16 y 30 átomos de carbono, forman grandes cristales con forma de aguja. Estos microcristales, al agruparse, generan depósitos voluminosos que bloquean los poros de la formación y las tuberías, incrementando la viscosidad del crudo y ocasionando dificultades operativas. (Arriola , 2017)

1.3 HIPÓTESIS

La inyección de solvente como método para prevenir y controlar la acumulación de parafinas en las tuberías de producción del campo Gustavo Galindo Velasco favorecerá a la eficiencia de la producción y la disminución de los costos operativos.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Evaluar técnica y económicamente la inyección de solventes para prevenir la formación de depósitos de parafinas en las tuberías de producción en el bloque GGV.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Analizar las características del problema de depósitos de parafinas en el campo Gustavo Galindo Velasco.
- Describir y comparar los métodos de inyección de solventes disponibles.
- Seleccionar el solvente más adecuado para el problema de parafinas.
- Realizar una evaluación económica de los métodos estudiados.

1.5 ALCANCE

Este proyecto se enfoca en analizar y recopilar datos de los métodos utilizados en la industria petrolera para el control de parafinas y contextualizándolas para su uso en el bloque Gustavo Galindo Velasco. Se realizará un completo análisis de desempeño de los distintos métodos de limpieza junto a los varios tipos de solventes que podrían beneficiar la prevención de estos depósitos de parafinas, esta evaluación a su vez estará acompañada también de una comparativa económica.

A partir de esta evaluación se realizarán comparaciones con los datos técnicos y económicos obtenidos con el fin de seleccionar la mejor alternativa para la reducción de los depósitos de parafinas lo cual beneficiaría a tanto técnica como económicamente a la producción del bloque Gustavo Galindo Velasco, reduciendo tiempos de inactividad, su índice de intervenciones y sus costos por mantenimientos y reemplazo de equipos.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes:

- Eficiencia en la prevención de depósitos de parafinas.
- Reducción de costos.

1.6.2 Variables Independientes

- Métodos de prevención y control de parafinas.
- Tipos de solventes a usar.
- Condiciones de operación.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Campo Gustavo Galindo Velasco

El Bloque “Gustavo Galindo Velasco”, también es conocido como Bloque Ancón, el cual fue descubierto en el año de 1911 cuando se llevó a cabo la perforación del bloque Ancón 1. Esta área, la que comprende tanto zonas marítimas como terrestres, dio inicio su explotación por Anglo Ecuadorian Oilfields desde 1921 hasta 1976. En el transcurso de ese tiempo se perforaron 2.814 pozos, lo cual alcanzó una producción de 10.000 barriles de petróleo por día (BPPD).

En el año de 1976, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) se adjudicó la administración del bloque, perforando cinco pozos y obteniendo una producción promedio de 780 BPPD.

A partir de octubre de 1994, la ESPOL (Escuela Superior Politécnica del Litoral) tomó a cargo el Bloque en asociación con la Compañía General de Combustibles (CGC), se registraron 400 km de líneas sísmicas 2D y perforaron 15 pozos, con lo cual en el año 2000 una producción máxima de 1.000 BPPD.

En el año 2002, se adquirieron los intereses de (CGC), con esto se tomó cargo la operación de 1.200 km², de los cuales el 38% correspondían al área terrestre en donde aproximadamente se encontraban 1.500 pozos divididos en tres zonas: Norte, Central y Sur.

En 2011 finalmente, firmaron con el Estado Ecuatoriano el Contrato Modificador a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en el Bloque Gustavo Galindo Velasco, por motivo de cambio de modalidad contractual. (Pacifpetrol S.A., 2023)

2.1.1 Ubicación Geográfica

El Campo petrolero Gustavo Galindo Velasco se encuentra ubicado en la provincia de Santa Elena el cual abarca una extensión de 1200 km² de las cuales el 40% son de mar adentro.

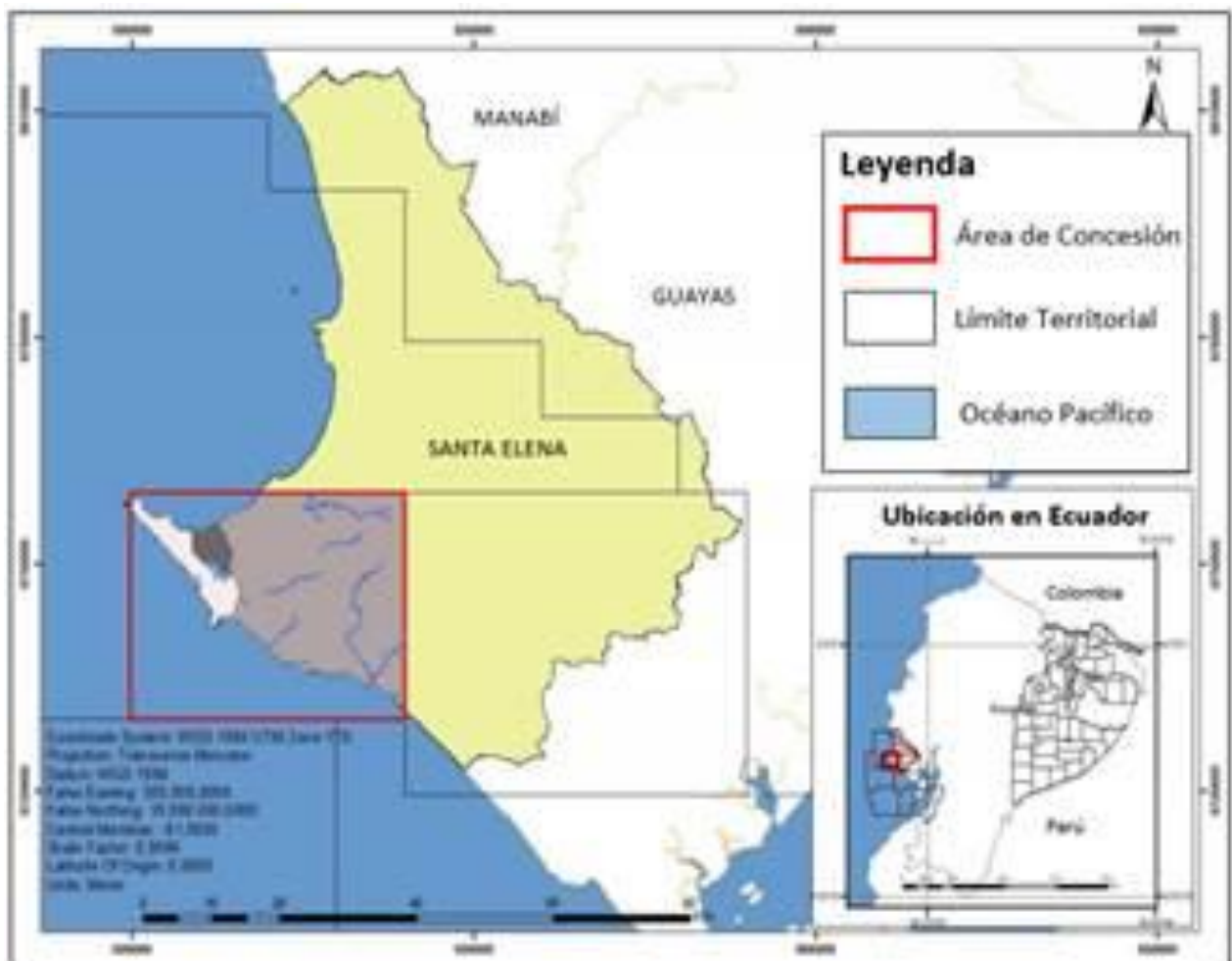


Figura. 1. Ubicación Geográfica del Campo GGv

Fuente: (Mayorga & Reyes, s.f.)

2.1.2 Estratigrafía y sedimentología del Campo

Las características estratigráficas del Campo Gustavo Galindo Velasco se describen a continuación en la figura 2:

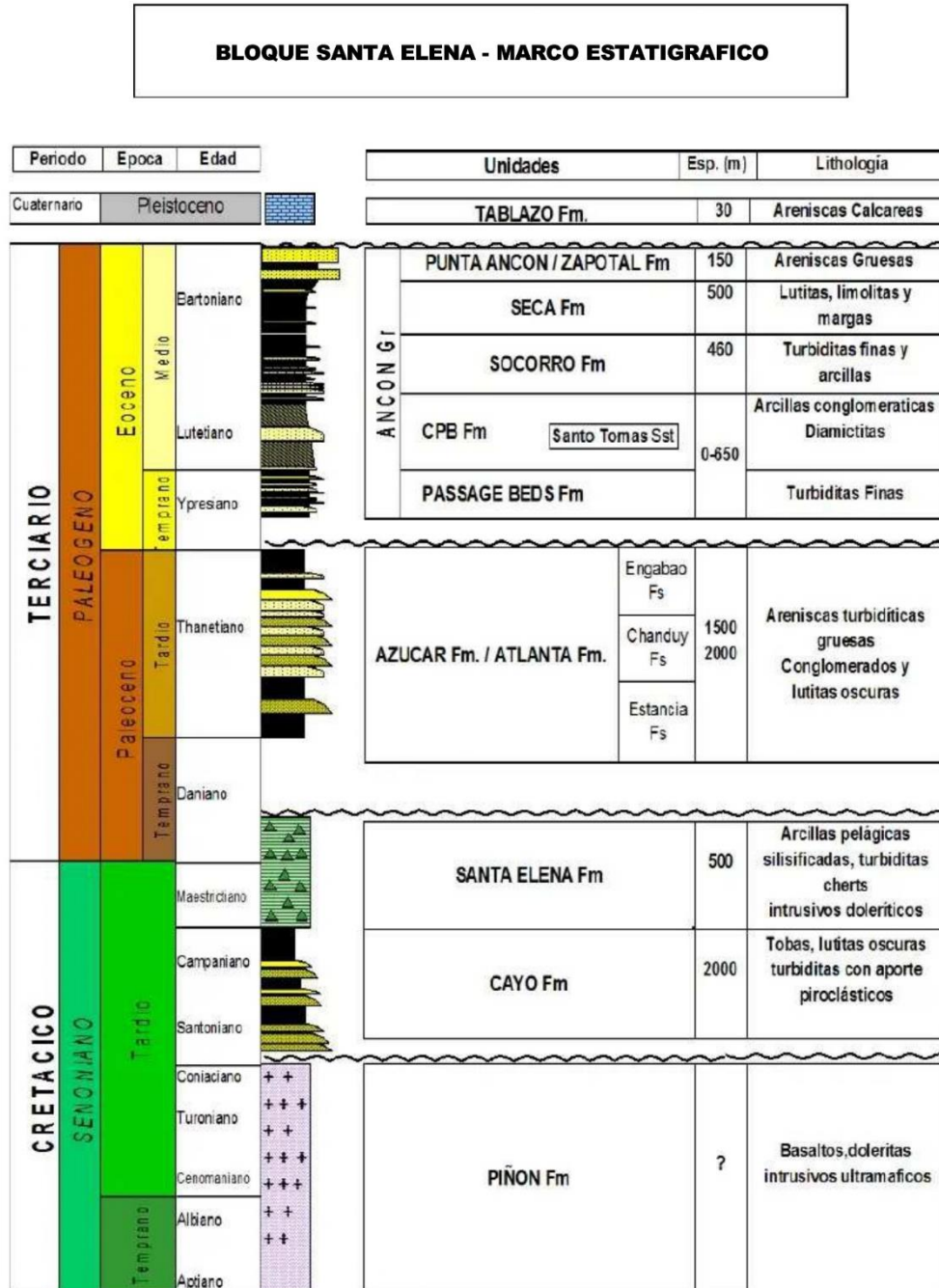


Figura. 2 Columna Estratigráfica del Bloque Santa Elena

Fuente: (Benavides, 2014)

Tabla 1. Datos de formación del Campo Gustavo Galindo V.

Formación	Descripción
Tablazo	Está compuesta por conglomerados, areniscas y arenas fosilíferas, particularmente de moluscos. Como característica principal tiene la formación de extensas mesetas.
Punta ancón	Data del Eoceno Medio a Superior, su principal composición es de areniscas
Seca	Se originó durante el Eoceno Medio a Superior, se compone principalmente de arcillitas de color gris con matices verdosos. Su principal función es actuar como sello en los yacimientos de la formación Socorro.
Socorro	Es la segunda formación más importante del Campo. Compuesta por lutitas negras, grises y verdosas, areniscas y pelitas.
Azúcar	Es también conocida como Formación Atlanta de edad Paleoceno Eoceno inferior, constituida por arenisca gris dura con textura media gruesa y lutitas.
Santa Elena	Se compone de areniscas de grano medio y grueso, intercaladas con capas de arcilla similar a la silisificación
Cayo	Posee una composición extensa de rocas volcánicas y volcanosedimentarias. Compuesta de lutitas bituminosas y turbiditas finas.
Piñón	Su origen es volcánico y de composición basáltica. Constituida por basaltos afaníticos con estructuras almohadilladas, doleritas intrusivas, y algunas intrusiones de gabros y rocas ultramáficas.

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

Fuente: (Chiquito & Guevara, 2021)

2.1.3 Mecanismos de levantamiento artificial

Bombeo mecánico

La ejecución de este sistema de levantamiento artificial es extraer el crudo mediante una bomba sumergible desde el fondo del pozo. Para que la bomba pueda operar de manera correcta, la energía proviene desde el balancín o dispositivo de bombeo en superficie y su transmisión es mediante una serie de varillas. El fluido que se ha extraído desde el fondo del pozo se desplaza por la tubería de producción hasta el tanque de almacenamiento. (Vidal, 2021)

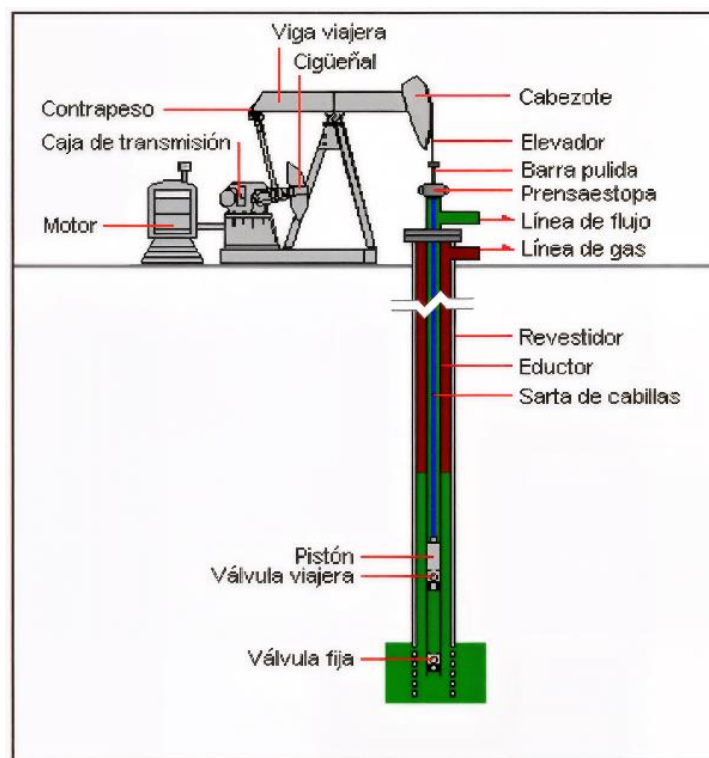


Figura. 3. SLA Bombeo Mecánico

Fuente: (REDALYC, 2019)

Pistoneo o Swab

Este sistema de levantamiento posee un método de extracción en el cual consiste en llevar el fluido (petróleo) hacia la superficie utilizando el pistoneo. Esta eficiencia depende de varios factores como la producción de gas, la profundidad del pozo, además de los niveles de fluidos.

Este sistema se emplea cuando su presión natural no es suficiente para levantar el fluido hacia la superficie, debido a la presión hidrostática.

El Swab es utilizado en pozos profundo y también someros, para esto el contenido de agua debe ser bajo, por esto si el corte de agua es elevado este sistema se vuelve ineficiente.

Si se da este tipo de casos es recomendable usar el levantamiento Herramienta Local que resulta más económico. (Galarza, 2013)

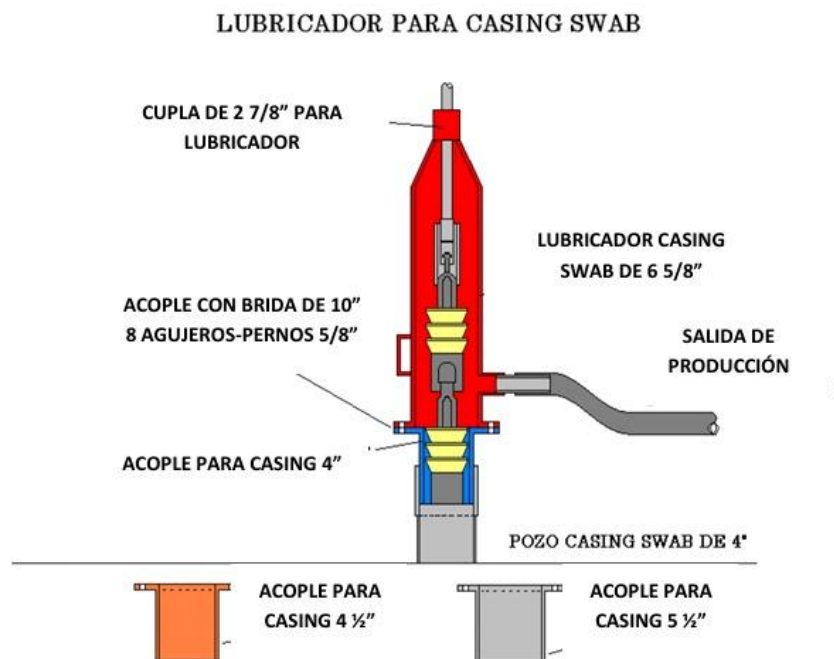


Figura. 4. Esquema de levantamiento por Pistoneo o Swab
Fuente: (PACIFPETROL)

Herramienta Local (HL)

No es considerado un sistema de levantamiento en su totalidad, pero la extracción mediante este sistema con cuchara ha sido efectiva en varios campos petroleros. Su costo es bajo y posee la facilidad de recuperar la producción en especial en pozos de poca profundidad y su con crudo de alta calidad. Este sistema es similar al Swab utilizando la misma unidad de servicio, pero reemplazando la copa de Swab por una cuchara.

La producción diaria de este sistema de levantamiento en el campo Gustavo Galindo Velasco es del 23%. Es útil aun cuando hay pozos con alto contenido de agua. (Galarza, 2013)

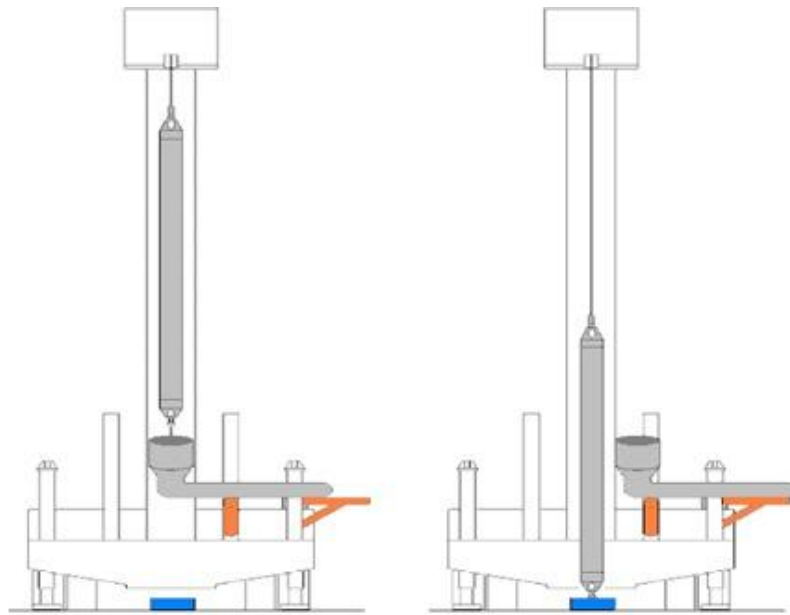


Figura. 5. Esquema de levantamiento por Herramienta Local

Fuente: (PACIFPETROL)

Bomba de Cavidades Progresivas (BCPE)

Cuando se trata de extraer líquidos muy espesos, el bombeo por cavidades progresivas (BCP) se presenta como una solución de levantamiento artificial muy adecuada. Este sistema destaca por una particularidad clave: tiene un diseño con una cantidad reducida de componentes en movimiento. Esto no solo simplifica enormemente las tareas de mantenimiento, sino que también lo convierte en una alternativa más ventajosa económicamente frente a otras opciones.

En cuanto a su estructura, el sistema se divide en dos partes principales: un cabezal de accionamiento que se sitúa en la superficie y una bomba que se instala en la profundidad del pozo. La magia ocurre dentro de esta bomba, donde un rotor metálico de diseño helicoidal y sección circular rota sin cesar dentro de un estator, que está fabricado con un material elastomérico (como caucho vulcanizado). Esta interacción precisa es la que permite un traslado efectivo del fluido desde el fondo hasta la superficie. (Pilasagua Romero, 2014)



Figura. 6. Bombeo de cavidades progresivas (BCPE)

Fuente: (PACIFPETROL)

2.2 Parafina

Las parafinas son elementos pertenecientes al grupo de hidrocarburos saturados, conocidos también como alcanos o parafínicos. A la temperatura ambiente, están presentes en estado sólido y tienen una textura similar a la de la cera.

Son compuestos orgánicos que están presentes en el petróleo, cuando se enfrían tienen la capacidad de solidificarse. El proceso de cristalización se puede dar en cualquiera de las etapas de la producción, desde el momento de su perforación hasta cuando es trasladado hacia la superficie. Las parafinas casualmente se mezclan con sustancias como, por ejemplo: resinas, ceras, asfaltos, gomas y arenas, en ciertas ocasiones también con agua con lo cual se forman depósitos sólidos. La formación de las parafinas va a depender de la composición del crudo, además de la presión y temperatura. (Rodríguez M. , 2023)



Figura. 7 Formación de parafinas en las tuberías

Fuente: (Portal del petróleo, s.f.)

2.2.1 Tipos de parafina

Se caracterizan principalmente por cadenas moleculares lineales lo cual forman cadenas de cristales grandes y definidos. Su estructura cristalina les brinda propiedades aislantes, ya que la unión de los cristales crea una barrera fuerte que dificulta que los fluidos como petróleo y gas transcurran además de grasas y aceites. Las parafinas macrocristalinas tienen mayor rigidez a comparación de las ceras macrocristalinas.

En las macrocristalinas predominan las iso y ciclo-parafinas, compuestos que forman cristales irregulares y pequeños, por lo que esto eleva el punto de fusión a comparación de los microcristalinos. Estas se distinguen por tener una cantidad excesiva de resina, el cual es favorable al momento de la formación de microcristales, además de que les da propiedades como adhesividad y flexibilidad incluso cuando tienen baja porosidad. Debido a esto presentan varios colores que oscilan desde el blanco al amarillo y su punto de fusión es mayor a 65°C.

Las parafinas semirrefinadas tienen como característica principal un porcentaje de aceite mayor a 1.5% y poseen una rigidez en comparación a otras. Sin embargo, la parafina residual o también llamada slack wax, un derivado del proceso de eliminación de aceite. En consecuencia, posee un elevado contenido de aceite y una mayor capacidad de

penetración. Asimismo, hay otros tipos de ceras, como la ceresina y la ozoquerita, que se producen combinando parafinas con hidrocarburos saturados e insaturados de gran peso molecular. (Álvarez, 2012)

2.2.2 Propiedades de las parafinas

Como consecuencia, las parafinas poseen un alto contenido de aceite además de una mayor capacidad de penetración en diversas sustancias. Asimismo, hay otras ceras, como la ceresina y la ozoquerita, las cuales se obtienen al combinar parafinas con hidrocarburos saturados y subsaturados de gran tamaño molecular.

Tabla 2. Propiedades de las parafinas

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS	APARIENCIA Y COLOR	PROPIEDADES
No inflamable	Masa: incolora o blanca	Soluble: cloroformo, éter, benceno, disulfuro
No oxidante	Traslucida	Punto de ebullición (760 mm hg): > 370 °C.
No corrosivo	Estructura cristalina	Punto de congelación: 48-58 °C.
No explosivo	Inolora	Punto de auto ignición: 245 °C.
No tóxico	Insípida	Punto de inflamación: 204 °C.
No asfixiante	Grasosa al tacto	
No irritante		
No radioactivo		

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

Fuente: (Álvarez, 2012)

2.3 Factores que influyen en la precipitación de depósitos

La acumulación de materiales orgánicos en las tuberías de producción de hidrocarburo se ha vuelto un problema muy frecuente, esto es generado por las condiciones en las que se juntan los hidrocarburos tanto en el fondo del pozo como en la superficie afectando a las tuberías, separadores y tanques de almacenamiento. En su mayoría se producen especialmente las parafinas hasta incluso dentro del pozo.

Dentro del yacimiento principalmente en campos desarrollados los depósitos pueden formarse directamente en la roca productora. No obstante, la temperatura del yacimiento suele ser superior al punto de nube de las parafinas la caída de presión en los alrededores del pozo puede que sea lo suficientemente grande como para liberar burbujas de gas, lo cual sirven como núcleo para la cristalización de las parafinas.

Estos depósitos orgánicos hacen más complejo que el petróleo fluya de una manera común por la obstrucción en las tuberías y el aumento de la presión y esto ocasiona que baje el nivel de la producción. Además, obstruyen los poros de la roca, reduciendo su permeabilidad efectiva.

Para identificar estos depósitos, se proceden a realizar análisis de solubilidad. Uno de los solventes más comunes es el Xileno, si el material se disuelve en él, tiene origen orgánico. Para poder diferenciar entre parafinas y asfaltenos se usa el pentano caliente ya que los asfaltenos no se disuelven pero en cambio las parafinas sí. Por ende, si un depósito se disuelve tanto en xileno como en pentano, se confirma su naturaleza parafínica.

Por lo general, estos depósitos están compuestos por una mezcla de ceras parafínicas, asfaltenos de bajo peso molecular, resinas, petróleo crudo, arena y, en ocasiones, agua atrapada entre los cristales de cera, lo que les otorga un color marrón o negro.

Efectos de la temperatura

La solubilidad de la cera en el petróleo crudo es muy sensible a los cambios de temperatura que ocurren durante la producción y el transporte. Por lo general, la cera se disuelve de manera incorrecta a la vez que las moléculas aumentan de tamaño y su punto de fusión es más alto.

La formación de los depósitos de cera va a depender estrictamente de la relación entre tres temperaturas: la del petróleo crudo, la de la tubería y el punto de nube (la temperatura a la que la cera comienza a cristalizar).

- Si tanto el petróleo como la tubería están más calientes que el punto de nube, la cera permanece disuelta y no se deposita.
- Si el crudo está por encima del punto de nube, pero la tubería por debajo, puede haber una leve acumulación.
- Si ambos están fríos, se produce una acumulación significativa de cera.

Efecto de la Evaporación de los Componentes Ligeros o Volátiles (Proporción Solvente-Soluto).

Para que una mezcla se mantenga de manera estable, es fundamental que exista una igualdad entre la cantidad de disolvente la cantidad disuelta. En los pozos petroleros a medida que el petróleo se mueve desde la formación rocosa hacia el pozo, los cambios en la presión y la temperatura causan la pérdida constante de sus componentes líquidos volátiles. Este mismo proceso ocurre dentro de la roca productora o formación. Como resultado de esta pérdida, el petróleo reduce su capacidad para mantener disueltas ciertas cantidades de parafinas a una temperatura dada.

Efecto de la Presión.

Cuando se ejerce presión sobre una mezcla líquida, en este caso la parafina disuelta en petróleo, la capacidad de la parafina para mantenerse disuelta tiende a disminuir. Esto ocurre porque la mezcla se comporta de manera que se aleja de lo que predice la Ley de Raoult. Esta ley establece que la presión de vapor de cada componente en una mezcla ideal depende de su propia presión de vapor y de la cantidad que representa dentro de la mezcla.

Las mezclas de parafina en el petróleo muestran un comportamiento que se desvía de esta ley, lo que significa que, al aumentar la presión, la parafina se disuelve menos en el petróleo. Sin embargo, la presión tiene un impacto mínimo en la determinación de esta solubilidad, ya que estudios de laboratorio muestran que incluso a 1000 psi, el cambio es insignificante.

Efecto del Gas y Aire en Solución.

La capacidad de los gases comprimidos para disolver sólidos es limitada y depende de condiciones específicas. En el gas natural, la parafina es casi insoluble a altas presiones, pero puede disolverse en pequeñas cantidades en fracciones ligeras de hidrocarburos. La presencia de aire disminuye la solubilidad de la parafina en los disolventes.

Efecto del Agua.

El agua ni el aire poseen la posibilidad de disolver la parafina, por este motivo su presencia no afecta de manera directa a la capacidad que tiene el petróleo de disolver la parafina. Por lo tanto, el agua tiene un papel muy importante en prevenir la acumulación de parafinas en el yacimiento.

Sin embargo, en pozos con problemas de acumulación de parafina, un aumento en la producción de agua suele reducir o eliminar la formación de depósitos. Esto se debe a que el agua tiene una mayor capacidad para almacenar calor que el petróleo ayudando a mantener la temperatura y evitando la cristalización de la parafina.

Efecto del Material Asfáltico, Gomas y Resinas.

La temperatura la cual es enfriada el petróleo ayuda de manera ligera en el tamaño de parafinas que se forman. Sin embargo, la presencia de otros compuestos en el petróleo, como asfaltenos, gomas y resinas, tiene un efecto mayor, ya que dificultan el crecimiento de los cristales de parafina. Si el petróleo no se enfría lo suficiente o se agita, los pequeños cristales de parafina pueden formar una red que atrapa los líquidos presentes, haciendo que el petróleo se vuelva más viscoso cuando alcanza su punto de fusión.

Cuando el petróleo se agita durante o después del enfriamiento, vuelve a un estado líquido, pero con una viscosidad muy alta debido a los cristales de parafina que quedan suspendidos en él. La viscosidad del petróleo aumenta rápidamente cuando la parafina comienza a formar depósitos.

Efecto de la Arena Fina y Sedimento.

En lo que respecta a la presencia de arena fina y sedimento es invariable la cantidad de parafina que se separa del petróleo, pero si deteriora en la formación de depósitos. Estas

partículas facilitan la acumulación de cristales de parafina, formando estructuras más grandes que se precipitan con mayor rapidez. En algunos pozos, los depósitos de parafina pueden contener entre un 50% y hasta un 70% de arena fina o sedimentos. (Pérez , Precipitación de parafinas, 2019)

2.4 Mecanismos de depositación de parafinas

Varios científicos han desarrollado e investigado diversas teorías de cómo se acumula la parafina, realizando experimentos para crear modelos que simulen este proceso. Como objetivo principal de este estudio es cuanta cera se depositará y además de eso analizar las respectivas características.

Los resultados obtenidos demostraron que al ajustar diversas condiciones se puede reducir la acumulación de las parafinas en las tuberías de producción. Además de que estos estudios pueden determinar si es posible o no la prevención de las parafinas sin la utilización de algún químico o tratamiento. (García & Rodríguez, 2015)

A continuación, se detallan los diversos mecanismos de depositación investigados:

Difusión molecular: Es el proceso en el que el petróleo se mantiene en su estado líquido o por encima de su punto de cristalización. A medida que el crudo asciende por la tubería de producción es sometido a una transferencia de calor a las paredes del conducto y esto genera un gradiente de temperatura. En las áreas o zonas en las que la temperatura desciende al punto de cristalización es ahí donde se generan las parafinas y esto provoca el fenómeno de difusión. (Ariza, 2008)

Difusión Browniana: A medida que los cristales de parafina empiezan a precipitarse se produce un movimiento de manera lateral de estas partículas. Dependiendo de la velocidad a la que se muevan estos cristales va a depender su forma y tamaño, estos cristales se mueven de manera irregular y aleatoria y estos forman depósitos con una consistencia variable. (Restrepo & Garza, 2006)

Difusión por esfuerzos de corte: Esto ocurre cuando la temperatura del crudo baja a su punto de cristalización, en estas condiciones la fuerza de cizalla arrastra los cristales que

se encuentran en el crudo hacia las paredes de la tubería, donde se juntan con las partículas previamente depositadas. (Amaya, Martínez, Ariza , & Baraja, 2012)

2.4.1 Problemas ocasionados por la depositación de parafinas

El espacio ideal en la producción de un crudo el cual contiene parafinas debería ser el cual el fluido llega a la superficie de una manera fácil y que posea una temperatura superior a la de su punto de cristalización, pero esto no se da por diversos factores y por ese motivo se requiere de estudios con el fin de caracterizar para determinar e implementar los respectivos métodos de prevención y control para que el fluido pueda llegar de una excelente manera a superficie. A lo largo de estudios e investigaciones se han podido identificar los problemas ocasionados, como principal problema es el aumento de la viscosidad del fluido de yacimiento, esto es causado por las emulsiones de agua en el petróleo especialmente cuando el pozo produzca estos fluidos en forma simultánea. Como segundo punto de las investigaciones otro efecto negativo es el cambio de la humectabilidad de la formación, que puede pasar de ser humectada por agua a ser humectada por aceite. Otro problema es que al momento de recuperar y transportar el crudo en donde se precipitan las parafinas por la estabilidad termodinámica se ve alterada por presión, temperatura y composición del crudo, ocasionando obstrucción en tuberías y disminución en el flujo de crudo. (Villamizar, 2019)

La deposición de parafina en la industria petrolera causa problemas como:

- Reducción de la producción
- Daños a los equipos
- Pérdidas económicas
- Obstrucción de líneas de descarga
- Depósitos en tanques



Figura. 8 Oleoducto con parafina

Fuente: (Steel, 2021)

2.5 Métodos para el control de depósitos de parafinas

Para poder controlar el depósito de las parafinas en las tuberías de producción podemos abordar las siguientes estrategias:

- Utilizar inhibidores de parafinas
- Mantener humectadas las tuberías de producción con agua, se hace esto debido a que las parafinas no se pueden pegar a zonas mojadas. Sin embargo, con presencia de tensioactivos naturales en ciertos crudos puede transformar estas superficies en zonas humectadas por petróleo, limitando su efectividad.
- Cubrir con material plástico las tuberías, esto crea una superficie más uniforme y disminuye que las parafinas se adhieran a las tuberías.
- Reducción de la transferencia térmica, esto con el objetivo de que se conserve la temperatura del crudo por encima de su punto de niebla. Eso se puede alcanzar llenando el anillo del pozo con un fluido que tenga las propiedades de menor capacidad de transferencia de calor que el petróleo, ya que esto ayuda a que se mantenga la temperatura del petróleo en sus niveles adecuados. (SLB , s.f.)

2.5.1 Métodos de prevención

Para poder prevenir la depositación de parafinas en las tuberías de producción, podemos utilizar los métodos químicos, termodinámicos, mecánicos o también la combinación de estos mismos, esto va a depender de la situación. Lo más estratégico puede ser el uso y la aplicación de químicos, los cuales se clasifican en dos tipos:

- **Métodos químicos**
 - ***Inhibidores:*** Se ejecuta mediante la inyección de químicos especiales y esto evita que las parafinas se adhieran a las tuberías de producción.
 - ***Solventes:*** Para disolver las parafinas en las tuberías de producción se inyectan solventes orgánicos como el xileno y el tolueno.
- **Métodos térmicos**
 - ***Calentamiento eléctrico o con vapor:*** Se utiliza un tema de calefacción que obligadamente deber ser eléctrico que tenga fundamentos con la inyección de gas o vapor y esto evitará que el crudo se enfríe e impida que las cera o parafina se separe.
 - ***Aislamiento térmico:*** En este método se procede aislar las tuberías para que de esta manera se conserve la temperatura del fluido con un calor superior a la formación de las parafinas.
- **Métodos mecánicos**
 - ***Raspado con cable:*** En los pozos verticales es posible utilizar herramientas que descendan por la tubería para que de esta manera se proceda a realizar el respectivo raspado.
 - ***Raspadores (scrapers):*** Para remover una parafina ya depositada se utilizan raspadores los cuales remueven la parafina existente. (Pérez, 2019)

2.5.2 Tipos de solventes utilizados en la industria petrolera.

- ***Disolventes alifáticos:*** Es una derivación de una destilación fraccionaria de la gasolina natural o de la nafta, y se lo controla con exactitud. Luego de eso se ajustan los rangos de destilación por lo cual se obtiene un hidrocarburo incoloro con un olor determinado y una notable capacidad como solvente. (Importex, s.f.)

- **Disolventes aromáticos:** Contiene hidrocarburos como la nafta, tolueno y xileno, son utilizados principalmente para disolver soluciones en las industrias. Como principal está el tolueno el cual es utilizado en las pinturas y en otros componentes químicos. Es un derivado de la destilación de petróleo, también empeña la función de inhibir la corrosión en la industria petrolera. (Corrosion pedia , 2024)
- **Bencenos:** Para una comprensión precisa, es importante diferenciar el benceno, que en su presentación comercial a menudo recibe el nombre de "Benzol" (por ser una mezcla de benceno y sus homólogos), de la bencina, un solvente constituido por una mezcla de hidrocarburos alifáticos. La principal vía de entrada del benceno al organismo es la respiración e ingesta, siendo mínima su absorción cutánea, excepto en casos de exposición extrema. Una fracción reducida del benceno inhalado se elimina intacta por la exhalación; sin embargo, la mayor parte se distribuye sistémicamente y se metaboliza a fenol, el cual posteriormente se excreta a través de la orina. Una vez que la exposición cesa, los niveles de benceno en los tejidos corporales disminuyen rápidamente.

En el ámbito biológico, se ha postulado que los problemas hematológicos y de médula ósea observados en la exposición crónica al benceno podrían estar ligados a su transformación en epóxido de benceno. Algunos estudios sugieren que este epóxido se forma directamente en las células de la médula ósea, tales como los eritroblastos. Se considera que los metabolitos del benceno pueden ejercer un efecto perjudicial sobre los ácidos nucleicos, y se ha documentado un aumento en las aberraciones cromosómicas tanto en seres humanos como en animales expuestos. Cualquier factor que comprometa la metabolización del epóxido de benceno o las reacciones de conjugación (como disfunciones hepáticas) tiene el potencial de intensificar la toxicidad del benceno, constituyendo un elemento crucial para comprender la susceptibilidad individual. Mayor información sobre el benceno se encuentra disponible en secciones complementarias de esta obra.

Respecto a su comportamiento frente al fuego, el benceno es sumamente inflamable, y sus vapores son capaces de generar mezclas explosivas con el aire en un amplio espectro de concentraciones. Es notable que el benceno líquido puede liberar vapores inflamables incluso a temperaturas tan bajas como -11 °C. Por consiguiente, durante su manipulación, almacenamiento o utilización, es

imperativo implementar las precauciones necesarias para prevenir la acumulación de concentraciones peligrosas, en especial ante derrames o salpicaduras accidentales. (CETONAS)

2.5.3 Tipos de inhibidores utilizados en la industria petrolera.

En la industria petrolera los inhibidores de parafinas son muy comúnmente utilizados para prevenir estos depósitos en las tuberías de producción. Existen varios tipos de inhibidores principalmente, cada uno con aplicación y características específicas:

- ***Inhibidores dispersantes:*** Operan bajo un principio de acción preventiva, focalizándose en la fase líquida del crudo para modificar el comportamiento de las partículas de parafina. Su función primordial no es disolver la parafina ya solidificada, sino evitar que las moléculas individuales de parafina, al precipitarse de la solución, se aglomeren y formen estructuras macroscópicas. En lugar de permitir la coalescencia de estos microcristales, los dispersantes actúan adsorbiéndose sobre la superficie de las partículas nacientes de parafina, confiriéndoles una carga electrostática o una barrera estérica. Esto provoca una repulsión mutua entre las partículas, manteniéndolas finamente divididas y suspendidas en la corriente de petróleo. De esta manera, se reduce drásticamente la tendencia a la formación de una red cristalina cohesionada que podría adherirse a las superficies internas de los ductos y equipos, previniendo así la acumulación de depósitos sólidos. La aplicación de estos compuestos es particularmente valiosa en sistemas de producción donde la formación de parafina es un fenómeno recurrente, ofreciendo una estrategia de control continuo que puede disminuir la dependencia de intervenciones físicas o mecánicas, como el raspado o el calentamiento, las cuales son más costosas y disruptivas para las operaciones.
- ***Inhibidores solubles:*** Se caracterizan por su capacidad de integrarse completamente en la fase de hidrocarburos del crudo, permitiendo una acción sistémica a lo largo de todo el sistema de producción. Su mecanismo de acción se centra en alterar el delicado equilibrio de solubilidad de la parafina en el petróleo. Al incorporarse al fluido, estos compuestos interactúan con las moléculas de parafina, aumentando su afinidad por la fase líquida del crudo. Esto significa que

logran mantener la parafina disuelta y en suspensión, incluso cuando las condiciones de temperatura descienden por debajo del punto de gelificación o el punto de nube del crudo, momentos en los que la parafina normalmente comenzaría a precipitar y cristalizar. Esta propiedad es de vital importancia en entornos donde se presentan cambios térmicos abruptos, como en las extensas líneas de flujo subterráneas o submarinas que transportan el petróleo desde el yacimiento hasta las instalaciones de procesamiento. Al preservar la parafina en solución, estos inhibidores desempeñan un papel crucial en el mantenimiento de la fluidez del crudo, lo que se traduce en una reducción significativa de las necesidades de mantenimiento preventivo y correctivo, al evitar la formación de obstrucciones que podrían comprometer la continuidad de las operaciones. (Schlumberger, s.f.)

- ***Inhibidores de cristalización:*** También conocidos como modificadores de cristales, actúan de forma directa sobre la cinética y la morfología del proceso de solidificación de la parafina. Cuando se inyectan en el flujo de petróleo, estos aditivos se incorporan a las incipientes estructuras cristalinas de parafina, interrumpiendo el crecimiento ordenado y simétrico que caracteriza a los cristales de parafina sin tratar. En lugar de permitir la formación de grandes cristales laminares o en aguja que poseen una alta tendencia a interconectarse y adherirse a las superficies, los inhibidores de cristalización promueven la formación de cristales más pequeños, con formas irregulares y una menor capacidad de cohesión entre sí. Esta alteración en la morfología cristalina no solo dificulta el crecimiento de los depósitos, sino que también reduce drásticamente la capacidad de estas partículas para adherirse a las paredes metálicas de tuberías y equipos. Su eficacia es particularmente notoria en crudos que contienen una proporción elevada de parafinas de cadena larga y en sistemas donde el enfriamiento del fluido es gradual, permitiendo que el inhibidor tenga tiempo suficiente para interactuar con las fases iniciales de la cristalización. Al lograr que los cristales resultantes sean menos cohesivos y más fáciles de transportar por el flujo del petróleo, se minimiza la probabilidad de que se formen obstrucciones y se mantenga la integridad del sistema de transporte. (Halliburton, s.f.)

- **Inhibidores de adsorción:** Implementan una estrategia de protección superficial. Su mecanismo de acción implica la formación de una película molecular protectora que recubre las superficies internas de los ductos, tuberías y otros componentes del equipo de producción. Esta película, que puede ser de naturaleza física o química, actúa como una barrera impenetrable que impide el contacto directo entre las moléculas de parafina presentes en el crudo y la superficie metálica de la infraestructura. Al prevenir la interacción a nivel molecular, se inhibe la adhesión de la parafina a la superficie, un paso crucial en la formación de depósitos. La eficacia de esta técnica radica en su naturaleza preventiva, lo que subraya la importancia de su aplicación anticipada en el sistema. Para que el inhibidor de adsorción cumpla su función de manera óptima, la formación de esta capa protectora debe ocurrir *antes* de que las parafinas comiencen a precipitar y depositarse de forma significativa. Esta aproximación se considera una medida sumamente efectiva, especialmente en aquellos sistemas de producción donde las intervenciones de mantenimiento mecánico son logísticamente complejas, económicamente desfavorables o incluso imposibles debido a la configuración del sistema. (Society of Petroleum Engineers (SPE), 2017)



Figura. 9 Inhibidores de componentes orgánicos

Fuente: (Fluid., 2020)

Factores que influyen en la eficacia de la dosificación de solventes.

- **Concentración:** La efectividad del tratamiento con solventes está fuertemente ligada a la cantidad de solvente presente. Cuando el solvente tiene la

concentración justa, los depósitos de parafina en las tuberías se disuelven con mayor facilidad. Numerosos análisis técnicos han revelado que, al aumentar la concentración del agente químico, su poder para disminuir la viscosidad del crudo se eleva de manera notable, siempre que no se excedan las recomendaciones de operación. (Jazer & Liza Roxana, 2016)

- **Tiempo de contacto:** El periodo en que el solvente interactúa con la parafina es decisivo para una limpieza a fondo. Si el solvente permanece en contacto por un tiempo considerable, puede trabajar más profundamente sobre las capas de parafina adheridas, facilitando su suavizado o completa disolución. Por ello, este factor debe calibrarse en función de la magnitud del inconveniente y las características del crudo. (Amaya Bohorquez, Martinez Galindo, Ariza Leon, & Baraja Ferreira, 2012)
- **Temperatura:** La temperatura del ambiente donde se aplica el solvente tiene un impacto considerable en su desempeño. A temperaturas más elevadas, la parafina se vuelve menos espesa, lo que favorece su disolución. Adicionalmente, el solvente gana en fluidez, mejorando su capacidad para infiltrarse. No obstante, es imprescindible mantener este factor bajo control, ya que un calor excesivo podría afectar negativamente la composición del producto químico utilizado. (INSTRUMENTAL, 2023)

2.5.4 Tipos de inyección de solventes.

- **Dosificación continua por línea capilar interna al tubing:** Para este tipo de inyección se necesita instalar una línea capilar (capillary tubing) delgada que va desde la superficie hasta una profundidad que debe estar especificada dentro del tubing que por lo general suele ser cerca de la zona de mayor acumulación. Esta línea se debe conectar directamente a un tanque en superficie, mismo que contendrá el solvente junto a una bomba dosificadora que mediante su configuración previa bombeará el solvente de manera continua o intermitente. Esta suele ser la opción más utilizada en pozos con problemas muy frecuentes de parafinas.
- **Dosificación por el anular (entre tubing y casing):** Es muy poco usado debido a que el solvente debe ser inyectado directamente por el anular lo cual implica que

el pozo debe tener flujo natural o levantamientos artificiales que permitan la inyección mediante el anular. El solvente al ser inyectado por el anular se mezcla con el crudo y también puede servir para recircular el solvente desde superficie.

- **Tratamiento por paros programados (batch o slug):** En este tipo de inyección el pozo debe paralizarse de manera controlada afectando mínimamente a su producción, esto se debe a que se inyectan grandes cantidades de solvente o batch por el tubing o el anular, posterior a eso se deja el pozo en remojo y se retoma la producción para que el solvente pueda disolver los depósitos de parafina acumulados. Este tipo de inyección es comúnmente utilizada cuando ya existen taponamientos por parafina y se necesita una limpieza puntual sin necesidad de realizar intervenciones de pulling.

2.5.5 Técnicas de aplicación de solventes.

- **Inyección constante de solventes:** Una estrategia fundamental para evitar la formación de depósitos de parafina en las tuberías de producción es la introducción sostenida de solventes directamente en el flujo del crudo. Este enfoque permite mantener las fracciones de cera en solución, mitigando así el riesgo de bloqueos y potenciando la eficiencia global de la operación. (Solutions, 2016)
- **Inyección de solventes por demanda:** Cuando se detectan las primeras señales de obstrucción causada por parafina en las líneas de producción, se procede a una aplicación estratégica y específica de solventes. El propósito de esta intervención es disgregar los depósitos ya formados, facilitando el restablecimiento del flujo normal del crudo. (Solutions, 2016)
- **Recirculación de solventes:** Para abordar las acumulaciones de parafina ya existentes en las conducciones, se implementa la técnica de circulación de solventes. Esta metodología promueve la disolución y el arrastre de las ceras adheridas, simplificando su remoción del sistema.
- **Empleo de solventes en fase supercrítica:** La aplicación de solventes bajo condiciones supercríticas ofrece una disolución de parafinas superior debido a las características inherentes de este estado. Sin embargo, su adopción en operaciones

de campo se ve restringida por las estrictas exigencias en términos de condiciones operativas que implica. (Marín Carmona, 2022)

- ***Selección de solventes en función de la composición del crudo:*** Es imperativo que la elección del solvente destinado al tratamiento de parafinas se fundamente en un estudio exhaustivo del crudo. Este análisis debe contemplar factores como la composición química del fluido y las condiciones de operación, asegurando así una eficacia óptima en la disolución de los depósitos. (Marín Carmona, 2022)

2.6 Eficiencia operativa y económica en tratamientos químicos

La eficiencia operativa en el contexto petrolero se refiere a la capacidad de mantener la producción continua con el menor número de intervenciones posibles, optimizando recursos y reduciendo costos sin comprometer la calidad del servicio. En el caso de los tratamientos químicos para parafinas, esta eficiencia se traduce en la posibilidad de aplicar soluciones sin detener el pozo, lo que mejora la rentabilidad y prolonga los ciclos productivos. Este enfoque permite maximizar el retorno de inversión al reducir tiempos muertos y minimizar riesgos operativos. (Gomstyn, 2024)

2.6.1 Pruebas de botella para selección de químicos

Las pruebas de botella son ensayos de laboratorio que permiten evaluar la efectividad de diferentes formulaciones químicas sobre muestras reales de parafina. En estos ensayos se introducen fragmentos sólidos en soluciones con distintas concentraciones de solventes e inhibidores, observando su capacidad de disolución, dispersión y estabilidad. Este procedimiento es esencial para seleccionar el tratamiento más adecuado antes de su aplicación en campo, ya que simula condiciones operativas y permite comparar resultados de forma controlada y reproducible. (Schlumberger, s.f.)

2.6.2 Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es un indicador financiero que permite determinar si un proyecto generará beneficios económicos en el tiempo. Se calcula descontando los flujos de caja futuros a una tasa determinada y restando la inversión inicial. Si el VAN es positivo, significa que el proyecto es rentable; si es negativo, implica pérdidas. En el

análisis de tratamientos para parafinas, este indicador ayuda a comparar alternativas y seleccionar la más viable económicamente. (Velayos Morales, 2014)

2.6.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) representa la rentabilidad porcentual de una inversión. Es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Cuanto mayor sea la TIR, mayor será el rendimiento del proyecto. En la evaluación de métodos de limpieza de parafinas, la TIR permite identificar qué alternativa ofrece el mejor retorno en relación con su costo, considerando los ingresos adicionales generados por la mejora en la producción. (Economipedia, 2014)

2.6.4 Flujo de caja proyectado

El flujo de caja proyectado es una herramienta que permite anticipar los ingresos y egresos de un proyecto a lo largo del tiempo. Esta proyección ayuda a visualizar si una inversión será sostenible, cuándo se recuperará el capital invertido y qué beneficios se obtendrán en el futuro. En el caso de los tratamientos químicos, permite estimar el impacto económico a cinco años, considerando costos de aplicación y mejoras en la producción. (Lifeder, 2023)

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 Metodología de la investigación

3.3.1 Tipo de investigación

El tipo de investigación es aplicada ya que brinda la facilidad de poder resolver problemas técnicos de manera específica como es el caso del control de depósito de parafinas.

El objetivo principal de este tipo de investigación es ayudar a resolver un problema determinado priorizándose en la búsqueda de conceptos y resultados correctos para poder aplicarlos (DuocUC, 2024)

Esta investigación también es de tipo descriptiva ya que se analizará y a su vez se describirá la manera en la cual se forman las parafinas y los métodos que se utilizan en la actualidad.

También brinda la manera más fácil y apropiada de como ocurren los fenómenos y de manera natural. Se enfoca en detallar de manera acertada los fenómenos o algún contexto de manera efectiva. (Atlas.Ti, 2025)

3.1.2 Enfoque de la investigación

Este trabajo aplica una investigación cuantitativa ya que hace una recolección de datos numéricos en los que está incluido: los volúmenes removidos de parafinas, la eficiencia de manera operativa medida en porcentajes, costos operaciones, cuál será su producción luego de usar los métodos de control del depósito de parafinas.

Este método de investigación recolecta información y análisis de varios datos los cuales se puede medir. Esto es de mucha utilidad por lo que permite identificar promedios, además de realizar ciertas predicciones y comprobar relaciones entre variables y obtener conclusiones generalizables a grupos extensos. (QuestionPro, s.f.)

3.2 Población Y Muestra

3.2.1 Población

La población de este proyecto serán todos los pozos productores por bombeo mecánico de la sección 73 del campo GGV que presenten problemas con parafinas, misma que genera problemas operativos y paraliza la producción.

Según (Diaz de Leon) hace referencia a un conjunto de elementos en este caso como: objetos, personas, etc. Esto forma parte de la delimitación del análisis del problema investigativo.

3.2.2 Muestra

Para la muestra se seleccionará un conjunto de 4 pozos representativos ubicados en la sección 73 del bloque. Esta muestra estará definida por muestreo probabilístico por conveniencia, considerando como prioridad la facilidad al acceso de la información y asimismo la relevancia técnica de los pozos que serán seleccionados.

Es una representación de una mínima parte del universo o de la misma población en la cual se desarrollará dicha investigación, con la finalidad de deducir los resultados que se obtuvieron. (Salus Play , s.f.)

3.3 Métodos e instrumentos de recolección de información

Para efectuar la evaluación técnico-económica de los métodos de control de depósitos de parafina en los pozos de la sección 73 del bloque Gustavo Galindo Velasco, recurrimos a una variedad de herramientas y estrategias. Esto fue sustancial para asegurarse de que la información obtenida fuera confiable y verdaderamente representativa de las condiciones actuales en el campo.

Iniciando fuertemente en el informe técnico "SA2054-09 Project Report - Parafina Ancón Ecuador", un trabajo del Weatherford Research and Development Center. Este documento fue de gran ayuda, ya que contiene los resultados de ensayos específicos con muestras de parafina recopiladas directamente del campo Ancón, dando datos exactos sobre la eficacia de diferentes soluciones químicas para disolver y prevenir los depósitos.

Adicionalmente, se realizó una recopilación de datos sobre cómo se han estado aplicando y qué tan bien han funcionado los raspadores mecánicos en los pozos de la sección 73. Aquí, se considera tanto su eficiencia en la remoción física de la parafina como los costos involucrados en su operación.

3.3.1 Diagrama metodológico para el desarrollo de la Investigación

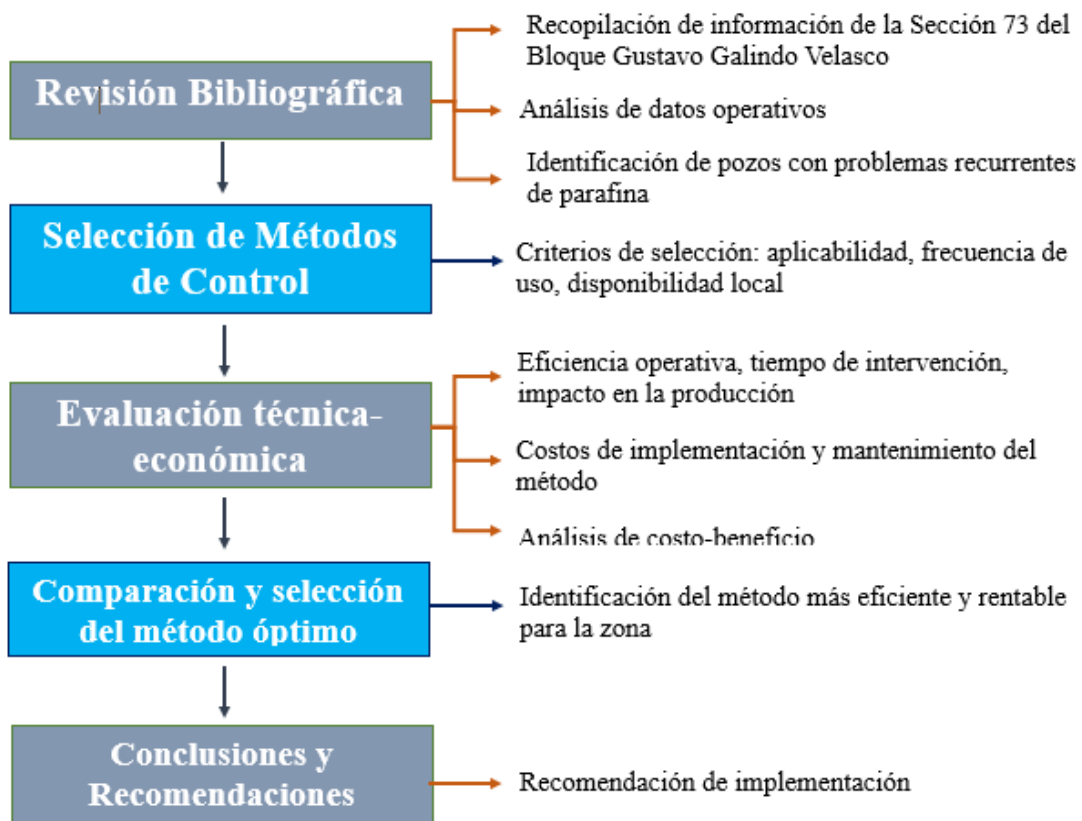


Figura. 10 Diagrama metodológico para el desarrollo de la Investigación

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

3.3.2 Procedimiento de recolección de información

El proceso de recolección de datos se centró en la realización de pruebas de botella en laboratorio. Aquí, el objetivo era determinar la capacidad de disolución y dispersión de la parafina al aplicar diversos solventes e inhibidores/dispersantes. Este procedimiento incluyó las siguientes etapas:



Figura. 11 Parafina recolectada del pozo ANC0004

Fuente: (PACIFPETROL)

3.4 Procedimiento general de evaluación

3.4.1 Procedimiento de análisis con solvente e inhibidores

Para realizar este análisis, se procede a realizar una recolección de muestras de parafina directamente de los tubings ubicados en la playa de tuberías de la empresa Pacifpetrol S.A., luego de que se realizaran los trabajos de pulling por parte de las cuadrillas W233. Se recolectaron muestras de parafina que provenían de los pozos de la sección 73 del campo Gustavo Galindo Velasco.

1. Como primer paso se colocó las muestras en recipientes junto con agua a temperatura ambiente, a su vez con agua de formación para poder simular las condiciones iniciales del pozo.
2. Posteriormente se dividieron las muestras y a cada una se le colocó un solvente en específico, como heptano, xileno, etc. A cada uno se le agregó el químico con una concentración estándar.
3. Después de colocar los solventes se agitó para luego dejar reposar, con este tratamiento se logró observar que cada químico logró disolver la parafina en partículas más pequeñas.

4. Por último, se realizó una evaluación para determinar la adherencia de estas partículas a las paredes de los recipientes y la turbidez del agua restante. Esto nos permitió identificar cual de todos los químicos usados es el más indicado para el campo GGV.

Durante la realización de estas pruebas se analizaron solventes como tolueno, xileno, heptano y pentano, mientras que los inhibidores/dispersantes que probamos fueron el WFT 9501, WFT 9503, WFT 9510, WFT 9511 y WFT 9527. Al combinar estos productos, logramos predecir su rendimiento de prevención en la disolución y dispersión de los depósitos.

Posteriormente, se realizaron pruebas adicionales con respecto a la concentración de los químicos usando solo los solventes que tenían el mejor rendimiento, se usaron concentraciones de 500, 1000 y 2500 ppm de inhibidor/dispersante. Al final, descubrimos que la combinación más eficaz era una mezcla 50:50 de heptano y agua con 500 ppm de WFT 9501. Esta formulación en particular dio excelentes resultados en nuestras pruebas, logrando disolver la parafina en partículas muy finas sin generar turbidez ni que las partículas se pegaran.

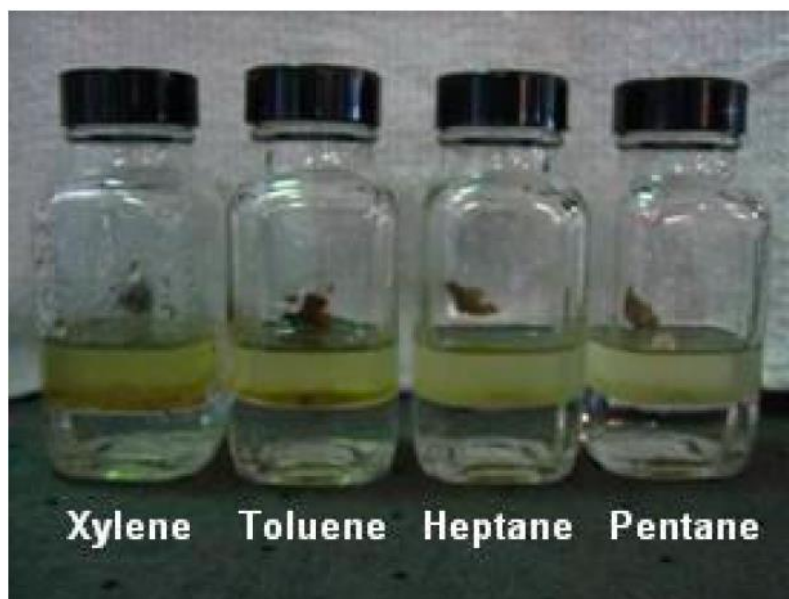


Figura. 12 Recipientes con parafina y solventes

Fuente: (Garza, 2009)

Para finalizar los ensayos, se organiza y se clasifica todos los datos obtenidos para poder estudiar de forma comparativa.

Se anotan las observaciones detalladas sobre cómo funcionó cada método y su comportamiento en el laboratorio. Esta información es crucial, ya que valdrá como fundamento para un estudio posterior, donde se compara los aspectos técnicos y económicos de los métodos evaluados con miras a su posible implementación en los pozos de la sección 73.

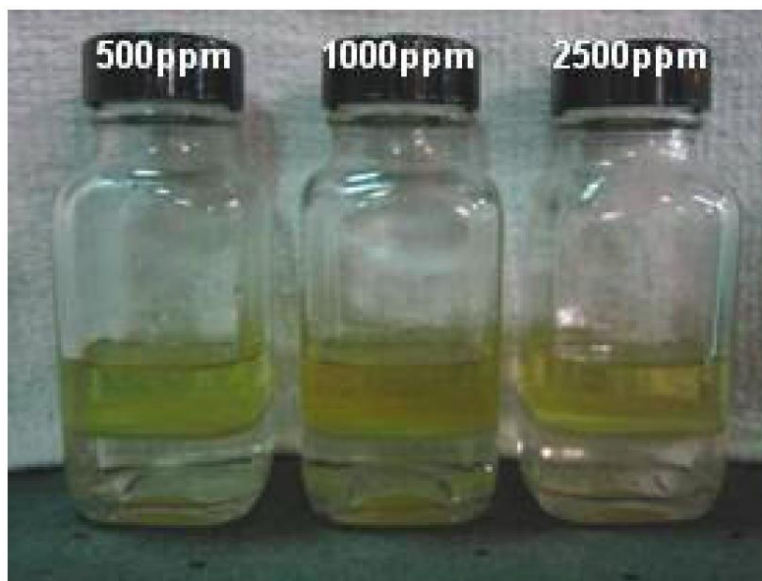


Figura. 13 Recipientes con parafina e inhibidor WTF 9501

Fuente: (Garza, 2009)

Con el propósito de validar técnicamente la elección del solvente e inhibidor utilizados en campo, se tomaron como referencia los resultados obtenidos por el laboratorio de Pacifpetrol S.A. y el Instituto Rumiñahui, los cuales fueron fundamentales para determinar la formulación más eficaz. Las pruebas de botella incluyeron parafina recolectada de pozos representativos y sometida a diversas combinaciones químicas. La mezcla que presentó mejor comportamiento fue la solución compuesta por heptano al 50 % más 500 ppm del inhibidor WTF 9501, al evidenciar excelente capacidad de dispersión, ausencia de turbidez y desintegración eficiente de partículas sólidas, sin dejar residuos adheridos. Esta formulación sirvió como base técnica para la propuesta de dosificación preventiva en pozos con alta afectación por parafinas.

En cada uno de los ensayos de laboratorio, se utilizaron muestras representativas de parafina sólida recolectadas del tubing de pozos de la sección 73 del campo GGV. Para cada frasco experimental, se introdujeron aproximadamente 15 gramos de parafina, los cuales fueron sumergidos en 100 mililitros de solución líquida, preparada con una proporción 50:50 de solvente y agua de formación. Esta mezcla permitió simular las condiciones operativas del pozo de manera efectiva. La cantidad de inhibidor incorporado varió en función de la prueba, utilizando concentraciones controladas de 500, 1 000 y 2 500 ppm. Esta proporción fue clave para evaluar la capacidad de disolución, dispersión y estabilidad de las formulaciones químicas analizadas.

3.4.2 Procedimiento de análisis con raspadores mecánicos e inyección de aire

Recopilamos también información sobre cómo se limpia la parafina en los pozos de la sección 73 usando raspadores mecánicos e inyección de aire a presión. Estos son procedimiento correctivo que requiere una intervención al pozo, o "pulling", mismos que son utilizados como únicos métodos para limpieza de líneas en todo el campo actualmente. Esto significa que hay que retirar toda la instalación del fondo incluyendo la tubería de producción y otros equipos para poder sacar las líneas de producción. Una vez fuera, estas tuberías se llevan al taller de CONAFAPET, la empresa encargada de limpiar las líneas afectadas por los depósitos de parafina.



Figura. 14 Equipo U233 realizando pulling a pozo ANCI230 con parafina

Fuente: (PACIFPETROL)

En el taller, la limpieza inicia con la utilización de raspadores mecánicos que se pasan por el interior de las tuberías. Estos raspadores desprenden y eliminan la parafina adherida. El proceso radica en repetir este paso varias veces hasta que se ha retirado la mayor parte del material acumulado. Generalmente, este procedimiento toma alrededor de un día por cada línea de producción, aunque el tiempo puede variar según qué tan obstruida esté la tubería y su longitud.

Adicionalmente se inyecta aire a altas temperaturas y presión que elimina cualquier residuo que se haya quedado en la tubería posterior a la limpieza. Este proceso de inyección es comúnmente utilizado en líneas de producción que presenten un leve taponamiento con parafinas y asfaltenos ya que no requieren una limpieza mecánica.

Comúnmente, la limpieza total de todas las tuberías de producción conlleva entre 2 y 3 días, se considera varios factores como el transporte, la limpieza en el taller y las verificaciones futuras. A la larga, el pozo permanece inactivo, lo que detiene la producción. No obstante, el método es bastante efectivo para eliminar los depósitos existentes y restituir la capacidad de flujo de las líneas. Igualmente, permite recopilar muestras de parafina las cuales se analizan física y químicamente más tarde. Esto es útil para comprender cómo se forman estos depósitos y de esta manera planificar mejores métodos preventivos.

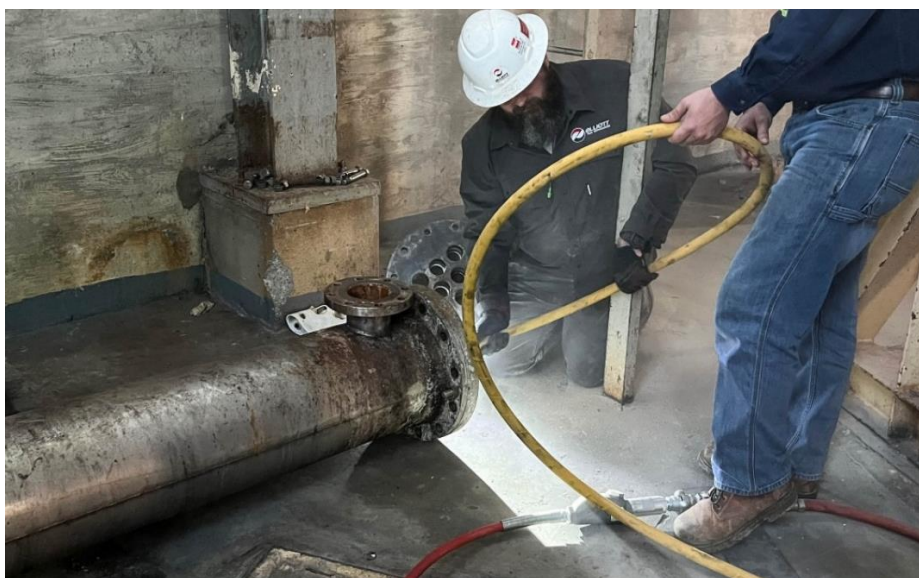


Figura. 15 Limpieza mecánica de tuberías de producción

Fuente: CONFAPET S.A.

3.5 Evaluación técnico-económica de las alternativas de limpieza

Para complementar los ensayos en laboratorio y las observaciones operativas, se ejecutó un análisis comparativo de rentabilidad para cada método de limpieza (químico y mecánico) por pozo. Este análisis incluyó el cálculo de indicadores clave como el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y flujo de caja proyectado a cinco años. Se consideraron variables como costos directos, impacto en la producción, frecuencia de intervención y eficiencia estimada del tratamiento. Esta metodología permitió priorizar el método químico combinado (solvente + inhibidor) como la mejor opción técnica y económica, particularmente en pozos donde detener la producción representa pérdidas significativas.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Inyección de solvente

Entre las distintas soluciones integradas en esta evaluación para el control y prevención de las parafinas y sus efectos negativos, la inyección de solvente se ha posicionado como una de las mejores opciones para el problema. Esta solución toma bastante relevancia en operaciones críticas donde una intervención mecánica o pulling puede afectar significativamente la productividad del pozo, en este contexto lo ideal sería la disminución del índice de pulling.

Para efectos de este estudio, se realizó un análisis de la aplicación de esta alternativa en pozos donde los asentamientos de parafinas y asfaltenos son más críticos.

Uno de los resultados más prometedores fue el de la reducción del índice de pulling, ya que con la inyección de solvente se disminuirían las intervenciones por taponamiento y limpieza lo cual afecta positivamente la eficiencia operativa en general. Un caso notorio fue el del pozo ANC0004, identificado como uno de los más afectados por la formación de parafinas debido a que este pozo trabaja con bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial, esto significa que se necesita realizar un mantenimiento periódico de la sarta de varillas y del tubing, así mismo del puente de producción y líneas de producción.

Así mismo la inyección de solvente ayudaría a prolongar la funcionalidad y vida útil de todos los equipos y componente sin necesidad de una intervención inmediata. Durante esta evaluación se logró determinar que al menos una parada mecánica se lograría evitar, lo cual ayudaría a la reducción significativa de costos. Además, se previno una posible pérdida de producción producto de esta parada no programada. La relación directa observada entre el solvente y la estabilidad operativa arrojó que, bajo condiciones adecuadas, esta metodología puede ayudar a extender los intervalos de mantenimiento favoreciendo a una operación más constante y segura.

4.1.1 Consideraciones económicas y técnicas de la aplicación de solventes

Desde el punto de vista económico, se verificó que el costo de adquirir y dosificar el solvente fue inferior al gasto total de una operación de limpieza mecánica. Aunque la rentabilidad de esta técnica puede variar en función de la concentración química, la frecuencia de inyección y la gravedad del problema, en el caso específico del pozo ANC0004, se estimó un ahorro neto de aproximadamente \$1908.00 al prevenir de una intervención mecánica. Esta cantidad, sumada al incremento en el volumen de producción diario, aportó positivamente a la rentabilidad operativa del pozo.

Es esencial marcar que la dosificación del solvente puede realizarse de dos formas: a través de inyecciones puntuales para un efecto inmediato, o mediante una inyección constante y programada que actúa como medida preventiva. Para elegir entre estos enfoques se debe realizar de manera específica para cada pozo, considerando factores como la temperatura del fluido, la gravedad API del crudo, el historial de afectación por parafinas y las condiciones del sistema de levantamiento. Esta necesidad de un análisis personalizado subraya la relevancia de contar con registros operativos detallados y actualizados para cada unidad productiva.



Figura. 16 Varillas de bombeo mecánico con parafina y escala

Fuente: PACIFPETROL S.A.

4.2 Limpieza con raspadores

A continuación, se presenta una investigación exhaustiva de los resultados que emergieron del estudio centrado en la implementación de la limpieza con raspadores para el control de parafinas en el Campo Gustavo Galindo Velasco, situado en Ancón. Se procederá a una discusión pormenorizada de los datos recopilados, se establecerán contrastes con metodologías de control alternativas, y se llevará a cabo una evaluación crítica de las implicaciones técnicas y económicas que esta técnica posee para la optimización de la operación de los pozos productores.

4.2.1 Hallazgos y Análisis

En la investigación que se realizó se evidenció que los raspadores poseen una gran eficacia. Además, se comprobó que existe superioridad en la eliminación de depósitos de parafina a diferencia del uso de los métodos de limpieza convencionales empleadas previamente. Ciertamente, los registros obtenidos luego de la intervención de limpieza se evidenció una disminución promedio del 70% en la acumulación de parafinas, esto quiere decir que no solo insinúa una capacidad de limpieza más profunda, sino también un aplazamiento de los intervalos entre intervenciones, que ayuda a optimizar así el tiempo operativo.

En lo referente al impacto en la producción, se evidenció un incremento promedio del 5% en barriles de petróleo por día en el volumen de hidrocarburos extraídos de los pozos que fueron sometidos a este tratamiento. Este dato instaura una correlación directa y robusta entre la eliminación eficiente de los depósitos de parafina y una mejora tangible en el rendimiento productivo del yacimiento.

Desde una perspectiva de análisis de costos, el estudio económico reveló que, a pesar de una inversión inicial inherente a la implementación de la tecnología de raspadores, el balance financiero resultó en un gasto significativo sumando el tiempo de paralización del pozo.

4.2.2 Evaluación Comparativa y Sostenibilidad

A comparación de los diversos métodos alternativos de control de parafinas, como las soluciones químicas, se deja claro que la limpieza mecánica con raspadores brinda ventajas sustanciales en términos de efectividad a corto plazo. Dicha técnica resultó ser menos apto a la variabilidad de las condiciones ambientales, y esto da mayor calidad operativa. Sin embargo, la durabilidad inherente y la efectividad sostenida de los raspadores, comparando los riesgos de corrosión o degradación asociados a la aplicación continua de productos químicos, fortalecen significativamente su viabilidad técnica como una solución preferente.

4.3 Limpieza con aire a presión

En relación con esta investigación, se determinó también la aplicación del aire a presión como técnica de limpieza para remover las parafinas en los sistemas de producción de pozos en el Campo Gustavo Galindo Velasco. Aunque este método es menos frecuente que las soluciones químicas o mecánicas tradicionales, se la ha implementada en ciertos pozos bajo condiciones operativas específicas. Tiene como atractivo en ser una alternativa de bajo costo y a su vez una rápida ejecución para afrontar obstrucciones superficiales o de profundidad media.

4.3.1 Principios Operativos y Aplicaciones

La limpieza con aire a presión se fundamenta en la inyección controlada de aire comprimido a alta presión en el sistema de producción. Como objetivo principal tiende generar un barrido físico que desplace o desintegre los depósitos de parafinas que se depositan en las tuberías, líneas de flujo o en el tubing de producción. Comparando otros métodos, esta técnica no busca disolver las parafinas, más bien movilizarlas mediante el impacto energético del aire, usualmente desde la superficie o en operaciones restringidas a ciertas profundidades.

Principalmente se ha empleado el sistema mencionado en tramos donde el acceso tiene limitación eso donde la acumulación de parafinas no justifica una intervención mayor con equipos de pulling o productos químicos. Debido a esto, su aplicación es más común en

líneas de descarga de producción, colectores o en las secciones iniciales del tubing, lugares donde la parafina tiende a solidificarse debido al enfriamiento del crudo durante su ascenso.

4.3.2 Resultados Operativos en el Campo GGV

Mientras se aplicaba esta técnica en el Campo Gustavo Galindo Velasco, fueron considerados varios pozos susceptibles a ser intervenidos con esta metodología. En casos donde la acumulación de parafinas se ubicaba en zonas más superficiales, cuando se hizo la limpieza con aire a presión resultó ser más eficaz para restablecer el flujo del crudo sin que se requiera realizar paradas extensas ni usar químicos.

Como resultado se obtuvo que, la recuperación del flujo se lograba en menos de un día, lo que muestra una ventaja operativa significativa en comparación con otros métodos que requieren mayor tiempo de elaboración, ejecución y recuperación del pozo. Asimismo, no se reportaron daños en la estructura de las líneas ni en las conexiones, siempre que se respete los límites de presión establecidos por el diseño de las instalaciones.

4.3.3 Ventajas, Limitaciones y Análisis Comparativo

Al momento de realizar limpieza con aire a presión brinda diversas ventajas destacables:

- Brinda un bajo costo operativo, significa que no requiere insumos químicos costosos ni equipos pesados especializados.
- Rapidez en la ejecución, lo que acorta el tiempo de inactividad del pozo.
- Mínima intervención mecánica, lo que ayuda a minimizar el desgaste del sistema de producción.

Por su parte también se identificó limitaciones significativas que restringen su aplicación a casos muy específicos:

- Su baja efectividad de manera considerable en acumulaciones de parafinas profundas o muy compactas.
- No alcanza una limpieza completa de los residuos, por lo que se podría complementar con otro tipo de limpieza.

- En los pozos con geometrías internas complejas o daños preexistentes en el tubing, al usar el aire a presión tiende a causar riesgos de sobrepresión o comprometer la integridad de la línea.

Comparando con otras técnicas evaluadas en este estudio, como es inyectar solvente o usar raspadores, la limpieza con aire a presión tiene una aplicación más limitada. No obstante, resulta una herramienta valiosa como respuesta inmediata ante bloqueos operativos. Su empleo óptimo se define en situaciones de emergencia o como parte del mantenimiento preventivo superficial, y no como una estrategia principal para el tratamiento integral del problema de parafinas.

En pozos como el ANC1211, donde la obstrucción se situaba en el primer tercio del tubing, el uso de aire a presión permitió despejar la línea y recuperar la presión de fondo sin necesidad de recurrir a tareas más costosas, como el cambio de tubing o el uso de disolventes químicos. No obstante, la recurrencia de la acumulación a los pocos días evidenció que este método no ofrece una solución prolongada, especialmente cuando las condiciones termodinámicas del crudo continúan favoreciendo la precipitación de parafinas.

4.4 Análisis económico

El análisis económico es fundamental para que se puedan realizar estudios en la parte económica. Tiene un enfoque principal para poder realizar una toma de decisiones de manera efectiva, además de que se pueda tomar una mejor decisión ya sea en una empresa o de manera individual.

Es de mucha importancia porque permite observar de una mejor manera la mejor elección en la actividad económica. (Sánchez, 2016)

Para realizar el análisis se ha tomado como referencia el promedio del costo del barril de los últimos seis meses.

Tabla 3 Precio promedio mensual del barril de petróleo.

Precio promedio del crudo ecuatoriano USD por barril	
MES	VALOR \$(WTI)
Enero	75,74 \$
Febrero	71,53 \$
Marzo	68,24 \$
Abril	63,54 \$
Mayo	62,17 \$
Junio	66,34 \$

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

4.4.1 Gráfica y análisis de Costos vs Producción promedio

En la gráfica se puede observar que existe una tendencia de manera inversa en la mayor parte de los puntos establecidos lo cual nos indica que el costo del mantenimiento no tiene ninguna asociación a la producción por lo cual esto es un resultado ineficiente.



Figura. 17 Gráfica de costos vs producción promedio

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

Un claro ejemplo es con un costo bajo ANC0004 con lo cual su producción es de 7,12 bbl/d, en cambio con uno de los puntos de costo elevado en este caso de ANC0015 apenas tiene una producción de 0,65 bbl/d.

También se presentan los casos de baja eficiencia como es el ANC0024 y su producción es menor a 2 bbl/d y el ANC0015 que tiene una producción de 0.65 bbl/d. Esto nos indica

que existe un desbalance en inversión-operación lo que da a entender que el gasto en el mantenimiento no está correctamente justificado.

Posee también casos de alta eficiencia como por ejemplo el pozo ANC0004 que produce 7,12 bbl/d y su costo es de \$1000.

Esta Figura 13 se muestra que no existe una relación de manera directa entre los costos dados y la producción promedio, lo cual se evidencia que hay ineficiencia en algunos de los casos.

4.4.2 Gráfica y análisis de frecuencia de pulling en los pozos

Esta gráfica muestra la frecuencia de pulling, está expresado de manera anual, y esto es eficaz ya que permite evaluar cuál es su desempeño y a la vez la necesidad de intervenir los pozos.

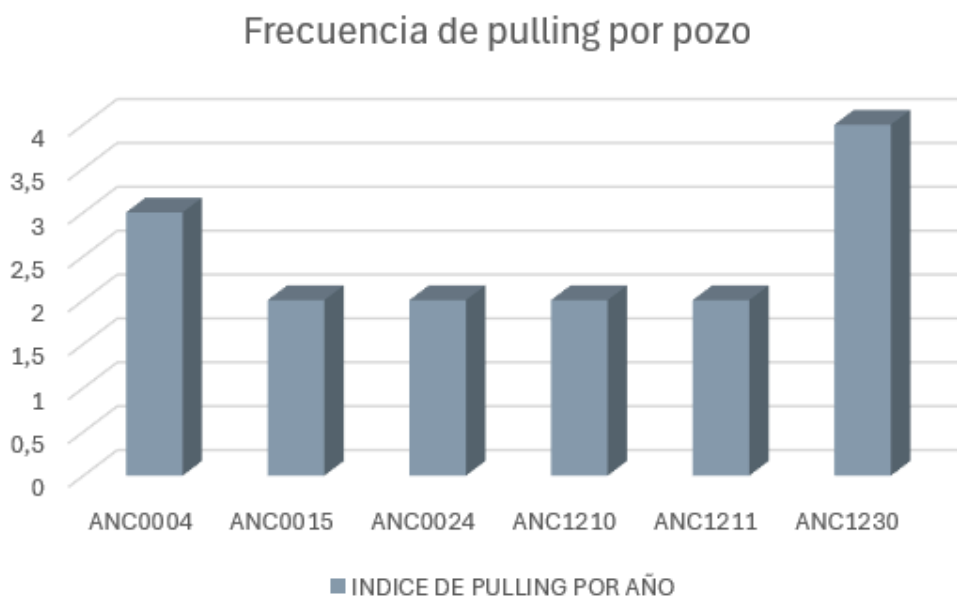


Figura. 18 Frecuencia de pulling por pozo

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

El pozo ANC1230 presenta el índice más alto lo cual requiere una atención priorizada, por lo que sus fallas se puedan dar en el sistema de levantamiento artificial, por condiciones de fondo complicadas o por problemas mecánicos.

Los pozos con una frecuencia media son ANC0024, ANC0015, ANC1210 y ANC1211 poseen una similitud con una frecuencia alrededor de 2 pulling por año.

También tenemos el pozo ANC0004 que tiene un alto índice, pero menor al ANC1230, pero su índice de pulling es de 3 o 2 veces al año aproximadamente.

Esto indica que las altas frecuencias de pulling, tiene una afectación de manera negativa en la parte operativa y eso causa un mayor costo de mantenimiento y pérdida de tiempo en la producción.

4.4.3 Gráfica y análisis de costo total por intervenciones

Esta gráfica nos muestra el costo total por tipo de trabajo, cual es primordial para identificar los pozos que generan mayor costo o gasto de operación.



Figura. 19 Costo total por tipo de trabajo

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

El pozo ANC1211 es el que mayor gasto presenta (\$5.209,00) lo cual puede estar relacionado con las altas frecuencias de fallas o las intervenciones que se le han realizado. Luego también se tienen los pozos ANC0015 (\$4.393,00) y el ANC0024 (\$4.167,00) que presentan un costo elevado, lo cual representa problemas recurrentes. Además, los pozos de costo bajo como por ejemplo el ANC1210 (\$1.332,00), ANC1230 (\$1.254,00) y el ANC004 (\$1.236,00) esto puede darse debido a una baja frecuencia de intervención.

El ANC1230 en esta grafica posee un bajo costo a comparación de la gráfica de frecuencia de pulling que es más elevada. Esto significa que, a pesar de la alta frecuencia de intervención, el costo puede ser bajo de manera individual.

Por otro lado, se encuentra el pozo ANC 1211 que posee un alto costo, pero la frecuencia de su pulling es relativamente baja lo cual indica que tiene menos inversiones, pero aún más costosas.

4.4.4 Costos de limpieza mecánica

Esta tabla indica varias situaciones para analizar como por ejemplo la relevancia en los costos y la relación con la alta frecuencia de pulling.

Tabla 4 costos de limpieza mecánica

Costos de limpieza mecánica	
Raspadores	\$5.500,00
Aire a presión	\$3.500,00

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

Respecto al total de la limpieza mecánica (\$9.000,00), esto es una parte significativa en la totalidad de los pozos, si esto se llega a comparar:

- ANC1211 (\$5,209.00)
- ANC0015 (\$4,393.00)
- ANC0024 (\$4,167.00)

Esto significa que lo que se ejecuta en las limpiezas mecánicas representa un gasto importante si se los aplica de una manera significativa.

El pozo ANC1230 es el que tiene la mayor repetición de pulling (4 veces al año) lo cual se realiza con aire a presión por lo que en las tuberías de producción hay acumulación de sólidos o también problemas en el fondo del pozo; no obstante, el costo total del trabajo es bajo (\$1.254,00) esto indica que las limpiezas que se están realizando son con aire a presión.

Otro de los pozos es el ANC1211 quien tiene un costo total (\$5.209,00) pero su frecuencia de pulling es de 2 veces al año, da a entender que su costo elevado se da por el uso de los raspadores los cuales son de valor elevado (\$3.500,00) en comparación al aire a presión (\$2.300,00). Gracias a esta información, se define que los trabajos a realizarse en este pozo necesitan una mayor complejidad por lo que existirían problemas de parafinas, incrustaciones duras o problemas mecánicos graves.

Los pozos ANC0015, ANC1210 y el ANC0024 sus costos están en un aproximado de (\$1.200,00 y \$4.300,00) esto indica que sus limpiezas han sido con aire a presión esto da como una frecuencia media. Estos pozos también evidencian entre el costo y el balance para poder generar una estrategia efectiva de mantenimiento.

4.4.5 Costos químicos

Los costos químicos son muy importantes para poder realizar las operaciones de limpieza en las tuberías de producción como la remoción de asfaltenos o la disolución de parafina.

Tabla 5 costos químicos

Costos químicos		
Químico	Precio	Unidad
Tolueno	\$13.75	L
Xileno	\$40.00	L
Heptano	\$14.00	L
Pentano	\$78.20	L

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

El xileno y el tolueno son solventes con un gran potencial químico para las parafinas y los asfaltenos, son utilizados en los pozos los cuales presentan alta demanda de producción y acumulación de parafinas. Aunque el xileno tiene un costo más elevado es solo utilizado para tratamientos más complejos.

Con lo que respecta al heptano y al butano son empleados en tratamientos más ligeros y para evaluar la estabilidad del crudo.

Tabla 6 Relación con los pozos con alta intervención

Pozo	Frecuencia de pulling	Costo total de trabajo	Análisis
ANC1230	4.2 veces por año	\$1.254,00	Alta frecuencia, bajo costo, probabilidad de uso del químico heptano o tolueno
ANC0015 y ANC0024	Menos 2 veces por año	\$4.393,00 y \$4.167,00	Costo elevado y posible uso de pentano
ANC1211	Menos 2 veces por año	\$5.209,00	Costo elevado, posible uso de xileno.

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

Esto también tiene como impacto económico que si se usan 5L de xileno en un tratamiento es equivalente a \$200, pero si se usa el heptano en la misma cantidad solo costaría \$70.00

4.4.6 Costos de limpieza química

Tabla 7 Costos de limpieza química

Costos de limpieza química	
Solvente	\$3.000,00
Inhibidor	\$2.500,00
Solvente + inhibidor	\$3.500,00

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

- **Tratamiento con solvente**

Es utilizado cuando existe la acumulación de asfaltenos o parafinas que sean de fácil disolución con el tolueno, heptano o xileno.

Con relación a los pozos ANC0015 y ANC0024 son de costo elevados y posiblemente se optó por este tipo de limpieza, mientras que el ANC1230 quien posee una alta frecuencia de pulling probablemente no se esté usando, pero existe la posibilidad de que use para que así pueda beneficiarse y de esta manera reducir las intervenciones mecánicas.

- **Tratamiento con inhibidor**

Con frecuencia es empleado para prevenir la formación de incrustaciones o la corrosión en zonas sensibles de los equipos de fondo, es aplicable para mantenimiento preventivo.

Los pozos ANC1210 y ANC0004 los cuales poseen una media-alta demanda de intervención y de un costo bajo, se podría usar solamente los inhibidores, lo que resulta en un ahorro económico y resultados positivos.

- **Tratamiento con solvente + inhibidor**

Es una de las opciones más completas y recomendadas cuando existen depósitos de asfaltenos o parafinas con el riesgo de que se presenten incrustaciones o corrosión, aunque es más eficiente en su limpieza.

Es recomendable usarse en los pozos ANC1211 que tiene un elevado costo de \$5.209,00 y los pozos ANC0015 y ANC0024, pero estos dos últimos se pueden mejorar su desempeño si se llegase aplicar un tratamiento combinado.

4.4.7 TIR y VAN

El TIR (tasa interna de retorno) nos permite calcular la tasa de retorno de una inversión, que también nos muestra una ganancia o pérdida de lo establecido en un proyecto, va de la mano con el VAN (valor actual neto) ya que el TIR es una tasa de descuento y lo que hace que el VAN sea cero. (García, 2021)

Con lo que respecta al VAN (valor actual neto) o también conocido como VPN (valor presente neto) esta herramienta económica permite evaluar la viabilidad y rentabilidad de un proyecto en el cual se hará una inversión. (Economía 3 , s.f.)

Como dato para poder realizar los respectivos cálculos debemos tener (cabe recalcar que estos valores están sujetos a cambio):

Tabla 8 Datos con valores propuestos

Datos requeridos	Valor
Precio bbl (WTI)	\$66.26
Tiempo por evaluarse	1 año
Tasa de descuento	10%
Aumento de producción que se espera luego del tratamiento	0.3 - 0.5 bbl/d
Días efectivos de producción	365 d

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

Ecuación del VAN

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} - C_0$$

F_t = Flujo de caja en el año t

r = Tasa de descuento (en este caso 10% = 0.10)

t = Año correspondiente

C_0 = Inversión inicial

Tasa Interna de Retorno (TIR)

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - C_0$$

De los resultados obtenidos se desarrolla la tabla siguiente con todos los métodos de limpieza para cada pozo estudiado.

Tabla 9 Análisis económico para los pozos.

Pozo	Tipo de limpieza	Costo total (USD)	Prod. perdida (USD)	Mejora diaria (bbl)	Ingreso anual (USD)	Flujo neto (USD)	VAN (USD)	TIR (%)
ANC0004	Mecánica	9 000	-4 229	0,5	12 076	-1 153	-2 144	-
	Solvente + inhibidor	3 500	0	0,8	19 322	15 822	14 158	89 %
	Solo solvente	3 000	0	0,5	12 076	9 076	8 131	95 %
	Solo inhibidor	2 500	0	0,3	7 246	4 746	4 109	71 %
ANC0015	Mecánica	9 000	-1 149	0,5	12 076	1 927	1 021	21 %
	Solvente + inhibidor	3 500	0	0,8	19 322	15 822	14 158	89 %
	Solo solvente	3 000	0	0,5	12 076	9 076	8 131	95 %
	Solo inhibidor	2 500	0	0,3	7 246	4 746	4 109	71 %
ANC0024	Mecánica	9 000	-1 060	0,5	12 076	2 016	1 163	23 %
	Solvente + inhibidor	3 500	0	0,8	19 322	15 822	14 158	89 %
	Solo solvente	3 000	0	0,5	12 076	9 076	8 131	95 %
	Solo inhibidor	2 500	0	0,3	7 246	4 746	4 109	71 %
ANC1210	Mecánica	9 000	-1 330	0,5	12 076	1 746	929	19 %
	Solvente + inhibidor	3 500	0	0,8	19 322	15 822	14 158	89 %
	Solo solvente	3 000	0	0,5	12 076	9 076	8 131	95 %
	Solo inhibidor	2 500	0	0,3	7 246	4 746	4 109	71 %
ANC1211	Mecánica	9 000	-1 940	0,5	12 076	1 136	592	14 %
	Solvente + inhibidor	3 500	0	0,8	19 322	15 822	14 158	89 %

	Solo solvente	3 000	0	0,5	12 076	9 076	8 131	95 %
	Solo inhibidor	2 500	0	0,3	7 246	4 746	4 109	71 %
	Mecánica	9 000	-1 688	0,5	12 076	1 388	707	17 %
	Solvente + inhibidor	3 500	0	0,8	19 322	15 822	14 158	89 %
ANC1230	Solo solvente	3 000	0	0,5	12 076	9 076	8 131	95 %
	Solo inhibidor	2 500	0	0,3	7 246	4 746	4 109	71 %

Flujo de caja

Vamos a construir un flujo de caja proyectado a 5 años para los sistemas de limpieza. Se utilizó como base el método más factible por pozo (inyección de solvente + inhibidor) con una mejora de producción de 0,8 barriles/día. Se asumió que el tratamiento se repite dos veces al año, y que el precio del crudo se mantiene en un promedio de 66,26 USD/barril.

Costo anual de limpieza: \$3 500 (dos inyecciones químicas por año)

Ingreso adicional por mejora de 0,8 bbl/día $\times 365 \times 66,26 \text{ USD} = \$19 322/\text{año}$

Tasa de descuento: 10 %

Tabla 10 Flujos de caja

Año	Ingresos (USD)	Costos (USD)	Flujo Neto (USD)
0	0	-3 500	-3 500
1	19 322	-3 500	15 822
2	19 322	-3 500	15 822
3	19 322	-3 500	15 822
4	19 322	-3 500	15 822
5	19 322	-3 500	15 822

VAN total a 5 años: \$56 481

TIR estimada: 89 %

5 CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La acumulación de parafinas en las líneas de producción del bloque Gustavo Galindo Velasco representa una limitante significativa en la capacidad operativa del campo, particularmente en los pozos con condiciones termodinámicas favorables para la formación de estos depósitos. Este fenómeno ha provocado importantes pérdidas económicas debido a intervenciones correctivas que han forzado la detención temporal de la producción.
- Se evaluaron múltiples alternativas de mitigación y control: limpieza mecánica, inyección de aire a presión, aplicación de solventes puros, y la combinación de solventes con inhibidores. El análisis técnico-operativo y financiero concluyó que el método más eficiente y rentable es la inyección química combinada de solvente e inhibidor, gracias a su capacidad para prevenir la cristalización de parafinas sin interrumpir la producción ni requerir intervenciones invasivas.
- La limpieza mecánica, si bien efectiva en la remoción de depósitos compactos, implicó pérdidas por detención de producción de hasta 8 a 9 días al año por pozo, reduciendo significativamente su rentabilidad en el análisis económico. Adicionalmente, representa riesgos potenciales para la integridad de los sistemas de producción si no se ejecuta bajo condiciones controladas.
- La inyección de aire a presión, aunque de bajo costo, se confirmó como un método auxiliar útil solo para barridos superficiales en líneas parcialmente obstruidas. No constituye una solución preventiva efectiva, por lo que se lo recomienda únicamente como apoyo en líneas secundarias.
- En pozos con alta carga parafínica como el ANC0004, ANC1210 y ANC1230, el valor generado por producción neta después del tratamiento químico superó ampliamente los costos de operación, logrando márgenes de rentabilidad sostenibles y un VAN positivo en todos los escenarios analizados.
- La implementación regular del método combinado de solvente más inhibidor redujo la frecuencia de intervenciones mecánicas y estabilizó la producción en pozos críticos. Este beneficio se reflejó claramente en el flujo de caja proyectado

a cinco años, con un VAN acumulado de \$56 000 por pozo y una TIR estimada del 89 %, confirmando su idoneidad técnica y económica.

- Las pruebas realizadas confirman que la solución más eficaz para la disolución de parafinas del campo Ancón es una mezcla de heptano al 50 % con 500 ppm del inhibidor WFT 9501. Esta combinación demostró una excelente capacidad para desintegrar depósitos en partículas finas, mantener la fase acuosa clara y evitar la re-aglomeración de residuos. Estos resultados respaldan técnicamente la selección del tratamiento químico propuesto en esta tesis, fortaleciendo su validez operativa en campo.

5.2 RECOMENDACIONES

- Estandarizar la inyección preventiva de solvente con inhibidor en los pozos con mayor afectación parafínica. Este método permite mantener la continuidad operativa y evitar interrupciones productivas, especialmente en pozos con historial de taponamientos frecuentes como el ANC0004, ANC1210 y ANC1230.
- Utilizar la limpieza mecánica únicamente como medida correctiva, reservándola para escenarios de taponamiento severo o depósitos altamente compactos. Dado su impacto negativo sobre la producción y sus altos costos, debe considerarse como último recurso bajo criterios técnicos bien fundamentados.
- Desestimar el uso del aire a presión como método principal de limpieza en pozos productores. Aunque representa una herramienta útil como complemento en líneas de superficie, su limitada eficacia como técnica preventiva no justifica su aplicación como método único.
- Adoptar criterios técnico-económicos por pozo en la selección del método de tratamiento. Si la producción promedio no justifica el gasto operativo del tratamiento químico o mecánico, se deben considerar acciones correctivas puntuales o frecuencias de intervención más espaciadas.
- Implementar un sistema de monitoreo operativo postratamiento, con registros mensuales de presión, temperatura, producción diaria y volumen de depósitos recuperados. Este control permitirá evaluar la eficiencia del método y tomar decisiones oportunas para ajustes o mejoras.

- Capacitar de forma permanente al personal de campo en la identificación de tipos de depósitos y selección del tratamiento correspondiente. La morfología de la parafina puede variar entre pozos, por lo que es esencial que el personal distinga entre depósitos suaves, adherentes o compactos para aplicar la solución más eficaz.
- Se recomienda priorizar el uso de heptano como solvente base combinado con 500 ppm de WFT 9501 como inhibidor, replicando las condiciones óptimas identificadas en las pruebas de laboratorio. Esta formulación mostró resultados superiores frente a otras combinaciones químicas y constituye una opción confiable para diseñar un programa de tratamientos preventivos en los pozos afectados por acumulación de parafinas en el bloque Gustavo Galindo Velasco.
- Incorporar en futuros planes operativos un sistema estandarizado para registrar y analizar los volúmenes de parafina removida antes y después del tratamiento químico, así como la evolución de variables asociadas (presión, temperatura, producción diaria). Esto permitirá optimizar las frecuencias de dosificación y ajustar la estrategia de limpieza de manera dinámica, basándose en resultados cuantificables a lo largo del tiempo.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (s.f.). Obtenido de Portal del petróleo: <https://portaldelpetroleo.com/parafinas-problema-produccion-petroleo/>
- (2023). Obtenido de Pacifpetrol S.A.: <https://www.pacifpetrol.com/es/historia>
- Ahn, S., Wang , E., Shuler, P., Arroyo , J., & Tang , Y. (Febrero de 2005). Cristales de parafina y control de deposición mediante emulsificación. Obtenido de <https://onepetro.org/SPEOCC/proceedings-abstract/05OCS/05OCS/SPE-93357-MS/187850>
- Álvarez, C. (2012). *La parafina como material expresivo para el diseño interior*. Obtenido de Universidad del Azuay .
- Amaya Bohorquez, M., Martinez Galindo, R., Ariza Leon, E., & Baraja Ferreira, C. (2012). APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN EL CRUDO DEL CAMPO ESCUELA COLORADO. *El Reventón Energético*, 8. Obtenido de <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4811178.pdf>
- Amaya, M., Martinez, R., Ariza , E., & Baraja, C. (Ene/Jun de 2012). Aplicacion de un tratamiento químico para el control de parafinas en la tuberia de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado. pág. 8. Obtenido de <file:///C:/Users/DELL/Downloads/Dialnet-AplicacionDeUnTratamientoQuimicoParaElControlDePar-4811178.pdf>
- Ariza, E. (2008). *StudyLib*. Obtenido de EcoPetrol: <https://studylib.es/doc/8605552/determinacion-del-umbral-de-cristalizacion-de-las-parafin>
- Arriola , E. (2017). Dispersantes de Parafinas y Asfáltenos, una Solución para el Sostenimiento y Optimización en la Producción de Crudo. *Dispersantes de Parafinas y Asfáltenos, una Solución para el Sostenimiento y Optimización en la Producción de Crudo*. Obtenido de

<https://petroquimex.com/dispersantes-de-parafinas-y-asfaltenos-una-solucion-para-el-sostenimiento-y-optimizacion-en-la-produccion-de-crudo/>

Atlas.Ti. (2025). Obtenido de <https://atlasti.com/es/research-hub/investigacion-descriptiva>

Benavides. (2014). Obtenido de https://www.researchgate.net/figure/Figura-12-Columna-estratigrafica-de-las-formaciones-geologicas-del-Bloque-de-Santa_fig5_321481450

CETONAS. (s.f.). PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS AROMATICOS. En *ENCICLOPEDIA DE SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO*. Obtenido de <https://www.insst.es/documents/94886/162038/6.+Hidrocarburos+arom%C3%A1ticos+-+Hidrocarburos+arom%C3%A1ticos+halogenados+-+Hidrocarburos+poliarom%C3%A1ticos+-+Isocianatos+-+Cetonas>

Chiquito , J., & Guevara, E. (2021). Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/6620/1/UPSE-TIP-2021-0036.pdf>

Coronado , L., & Guerra, J. (26 de Marzo de 2016). *Universidad Industrial de Santander*. Obtenido de <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/774cb3a9-0453-456b-8aa6-c4c08983e9b9/content>

Corrosion pedia . (19 de julio de 2024). Obtenido de <https://www.corrosionpedia.com/definicion/2461/aromatic-solvent>

Diaz de Leon , N. (s.f.). Obtenido de Población y muestra: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://core.ac.uk/download/pdf/80531608.pdf](https://core.ac.uk/download/pdf/80531608.pdf)

DuocUC. (6 de Agosto de 2024). Obtenido de <https://bibliotecas.duoc.cl/investigacion-aplicada/definicion-proposito-investigacion-aplicada>

Economía 3. (s.f.). Obtenido de <https://economia3.com/van-tir-concepto-diferencias-como-calcularlos/>

Economipedia. (2014). *Economipedia*. Obtenido de Tasa interna de retorno (TIR): Qué es, fórmula y ejemplos: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

Fluid., S. (2020). Obtenido de Inhibidores de componentes orgánicos: <https://www.smartfluid.es/productos/inhibidores-de-componentes-organicos>

Galarza, J. (2013). Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/967>

García , M., & Rodríguez, A. (22 de Mayo de 2015). Obtenido de <https://repositoriousco.co/bitstream/123456789/2441/1/TH%20IP%2000372.pdf>

Garcia, A. (2 de octubre de 2021). Obtenido de [https://www.esan.edu.pe/conexion-esan/van-tir-y-pay-back-que-son-y-en-que-se-diferencian#:~:text=El%20Valor%20Actual%20Neto%20\(VAN,de%20inversi%C3%B3n%20de%20una%20empresa.](https://www.esan.edu.pe/conexion-esan/van-tir-y-pay-back-que-son-y-en-que-se-diferencian#:~:text=El%20Valor%20Actual%20Neto%20(VAN,de%20inversi%C3%B3n%20de%20una%20empresa.)

Garza, T. (2009). *Propiedades de Solubilidad de la Parafina de Ancón, Ecuador*. Ancón.

Gomstyn, A. &. (2024). *IBM*. Obtenido de ¿Qué es la eficiencia operativa?: <https://www.ibm.com/mx-es/topics/operational-efficiency>

Halliburton. (s.f.). *Paraffin Control Chemicals*. Obtenido de Halliburton: <https://www.halliburton.com/en/solutions/production/paraffin-control.html>

Importex. (s.f.). Obtenido de <https://www.importex.com.co/es/productos/disolventes-alifaticos/>

INSTRUMENTAL, T. (2023). *Cinco factores que influyen en las tasas de extracción por solvente.* Obtenido de <https://www.tecinstrumental.com/novedades/news/cinco-factores-que-influyen-en-las-tasas-de-extraccion-por-solvente-3600>

Jazer, C. A., & Liza Roxana, G. S. (2016). *EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CONTROL DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS POR MEDIO DE LA APLICACIÓN DE UN INHIBIDOR EN CRUDOS PARAFINICOS.* BUCARAMANGA: Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <https://noesis.uis.edu.co/bitstreams/774cb3a9-0453-456b-8aa6-c4c08983e9b9/download>

Lifeder. (2023). *Lifeder.* Obtenido de Flujo de caja proyectado: qué es, para qué sirve, cómo calcularlo, ejemplo: <https://www.lifeder.com/flujo-de-caja-proyectado/>

Marín Carmona, J. C. (2022). *Aplicación de solventes parafínicos en el desasfaltado de slurry para la obtención de materia prima reutilizable en el cracking catalítico de Ecopetrol s.a. – Barrancabermeja.* Barrancabermeja: Universidad Nacional Abierta y a Distancia “UNAD”. Obtenido de <https://repository.unad.edu.co/bitstream/handle/10596/54455/jcmarinca.pdf?sequence=1>

Mayorga , H., & Reyes, F. (s.f.). Obtenido de <https://www.redalyc.org/journal/6887/688772210005/movil/>

PACIFPETROL. (s.f.).

Pacifpetrol, & Malone. (2010).

Pérez , A. (2019). Precipitación de parafinas.

Pérez, A. (28 de 10 de 2019). Obtenido de <https://es.linkedin.com/pulse/precipitaci%C3%B3n-de-parafinas-angel-eduardo-p%C3%A9rez-mares>

Pilasagua Romero, J. L. (2014). *ESTUDIO 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*. La Libertad: Repositorio UPSE. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/1664/1/ESTUDIO%20DE%20FACTIBILIDAD%20PARA%20LA%20IMPLEMENTACI%C3%93N%20DEL%20SISTEMA%20DE%20BOMBAS%20DE%20CAVIDADES%20PROGRESIVAS%20EN%20EL%20CAMPO%20%E2%80%9CGUSTAVO%20GALINDO%20VELASCO%E2%80%9D%20UBICADO%2>

QuestionPro. (s.f.). Obtenido de Investigación cuantitativa. Qué es y cómo realizarla: <https://www.questionpro.com/blog/es/que-es-la-investigacion-cuantitativa/>

REDALYC. (2019). Obtenido de Modelados de pozos de producción por bombeo mecánico utilizando técnicas de computación inteligente: <https://www.redalyc.org/journal/5075/507567854007/html/>

Restrepo , K., & Garza, C. (2006). Obtenido de DAÑO A LA FORMACION POR PRECIPITACION DE PARAFINAS:: <https://es.scribd.com/document/202439521/Dano-a-la-formacion-por-precipitacion-de-parafinas-Estado-del-arte>

Rodriguez, M. (2023). Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/9074/1/UPSE-TIP-2023-0008.pdf>

Rodriguez, M. (2 de Diciembre de 2023). *Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena*. Obtenido de

<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/9074/1/UPSE-TIP-2023-0008.pdf>

S.A., P., & Malone, 1. (2010).

Salus Play . (s.f.). Obtenido de Tema 5. La Muestra y la Población de estudio:
<https://www.salusplay.com/apuntes/apuntes-metodologia-de-la-investigacion/tema-5-la-muestra-y-la-poblacion-de-estudio>

Sanchez, J. (4 de octubre de 2016). *Economipedia*. Obtenido de
<https://economipedia.com/definiciones/analisis-economico.html>

Sapana, J. (26 de Enero de 2015). *Universidad Mayor de San Andrés*. Obtenido de
file:///C:/Users/JOSETH/Downloads/pdf-tema-2-control-de-parafinas_compress.pdf

Schlumberger. (s.f.). *Energy Glossary*. Obtenido de Prueba de botella:
https://glossary.slb.com/es/Terms/b/bottle_test.aspx

Schlumberger. (s.f.). *Paraffin Inhibitors*. Obtenido de Schlumberger:
<https://www.slb.com/resource-library/industry-article/oi/paraffin-inhibitors>

SLB . (s.f.). *SLB*. Obtenido de Energy Glossary:
https://glossary.slb.com/es/terms/p/paraffin_control

Society of Petroleum Engineers (SPE). (2017). *Paraffin deposition*. Obtenido de PetroWiki: https://petrowiki.org/Paraffin_deposition

Solutions, A. C. (2016). *CONTROL DE PARAFINAS*. Obtenido de A-CHEMICALS: <https://a-chemicals.com/control-de-parafinas.html>

Steel, S. W. (2021). Obtenido de ¿Por qué es necesario eliminar la parafina de los oleoductos?: <http://es.worldironsteel.com/news/why-do-you-need-remove-the-paraffin-in-oil-pip-48689035.html>

Velayos Morales, V. (2014). *Economipedia*. Obtenido de Valor actual neto (VAN):
Qué es y cómo utilizarlo: <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

Vidal, A. (2021). Obtenido de https://repositorio.utmachala.edu.ec/bitstream/48000/17326/1/E-5845_VIDAL%20BRAVO%20ANDREA%20MISHELL.pdf

Villamizar, C. (2019). Obtenido de Propuesta De La Implementación De Un Método Para Disminuir La Formación De Parafinas: <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/4d247262-af1c-42d9-876d-58f47ce7f48c/content>

7 ANEXOS

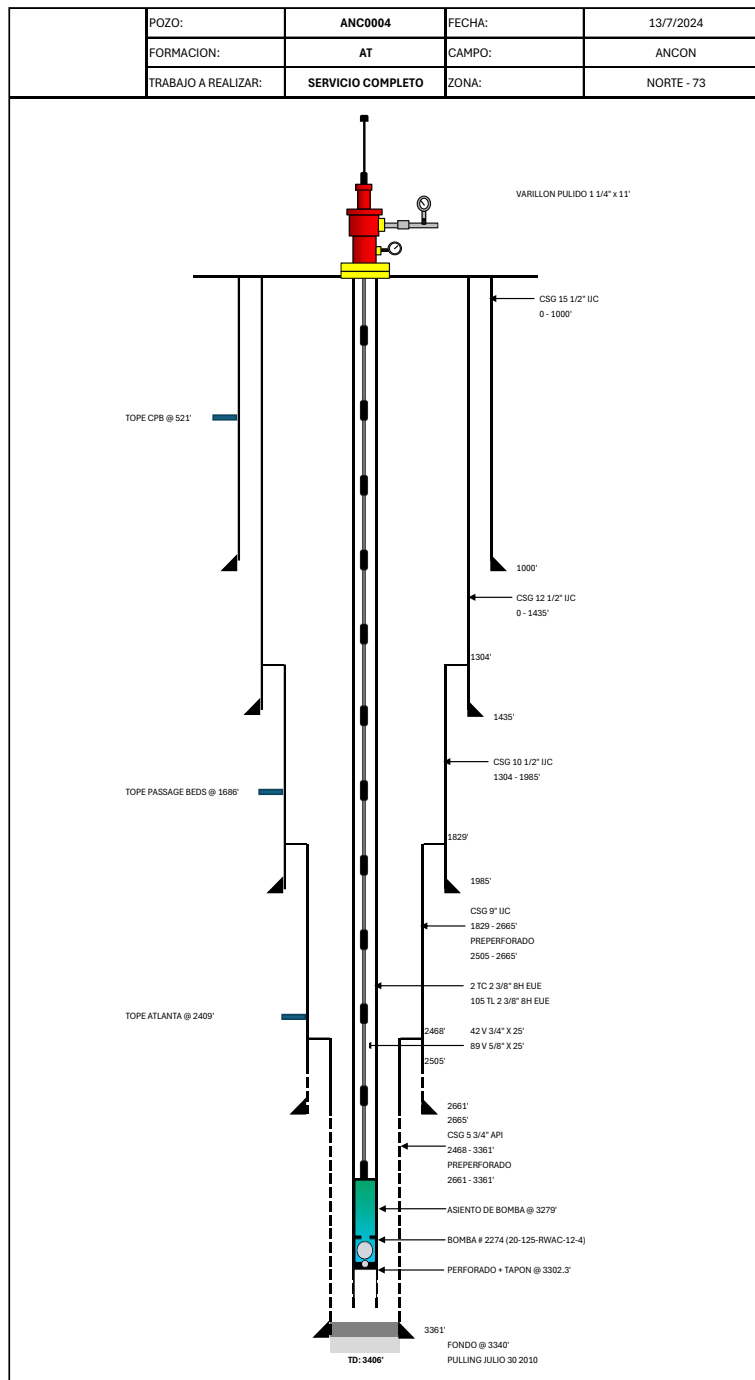


Figura. 20 Diagrama mecánico del pozo ANC0004

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

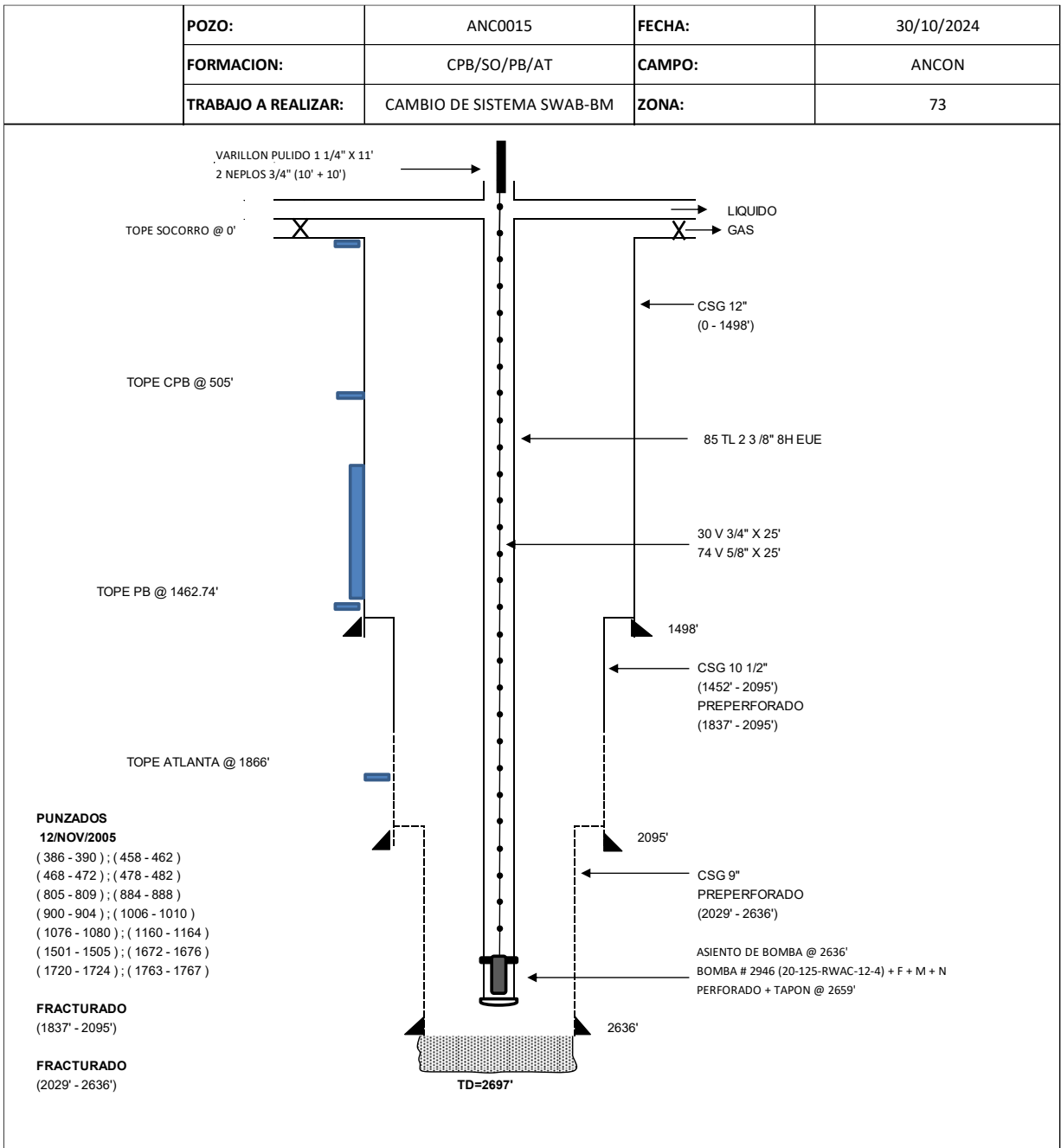


Figura. 21. Diagrama mecánico del pozo ANC0015

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

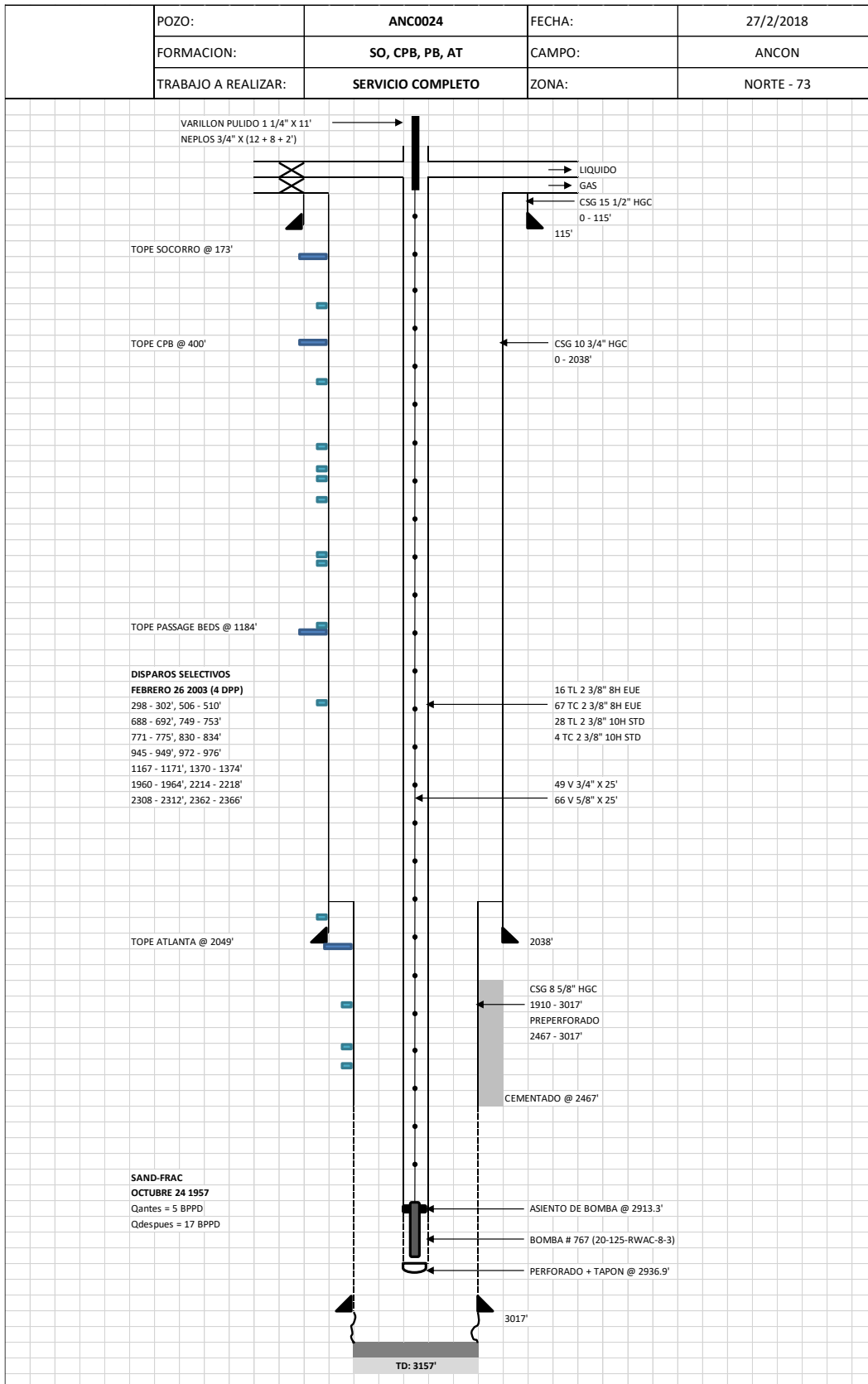


Figura. 22 Diagrama mecánico del pozo ANC0024

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

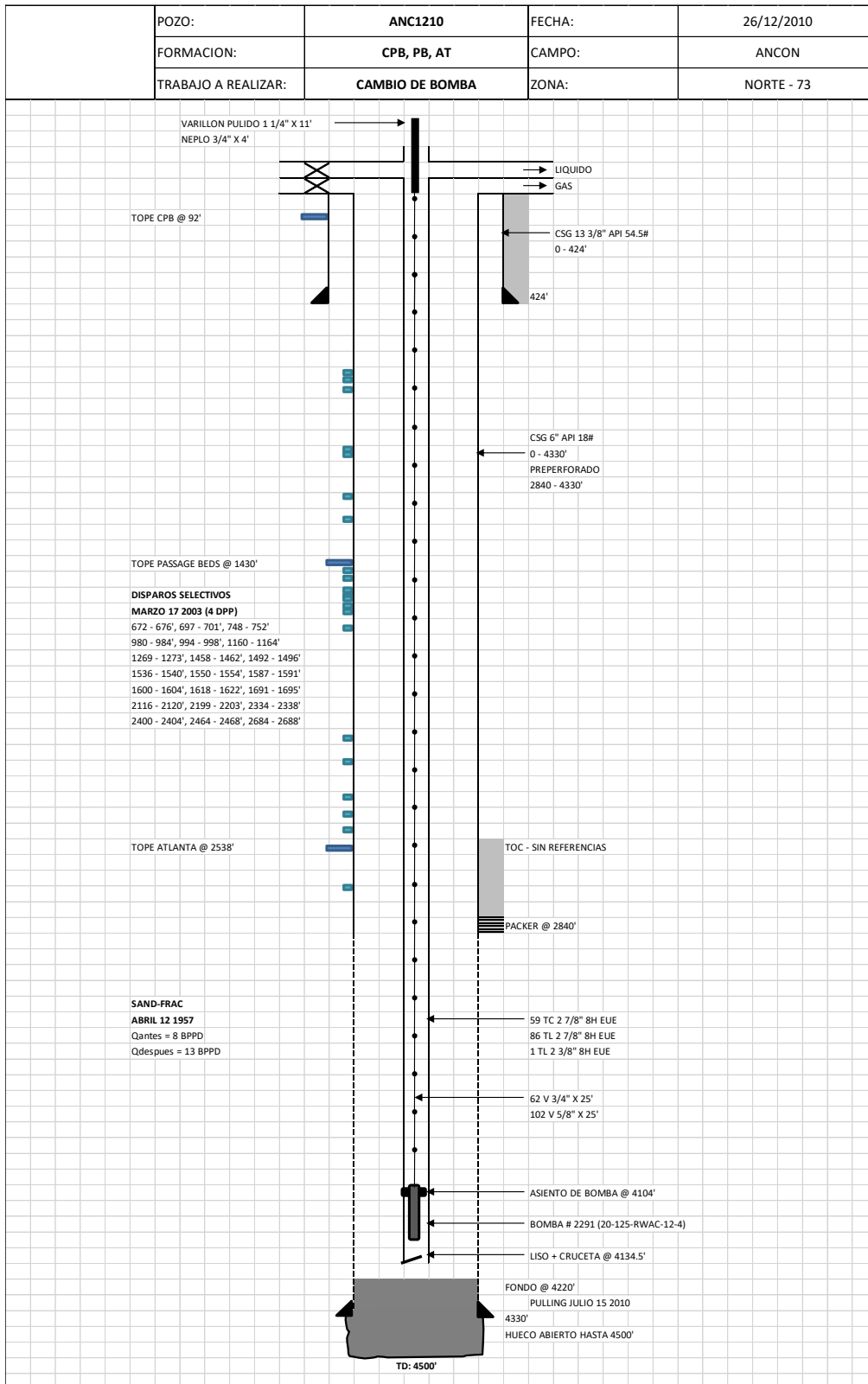


Figura. 23 Diagrama mecánico del pozo ANC1210

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

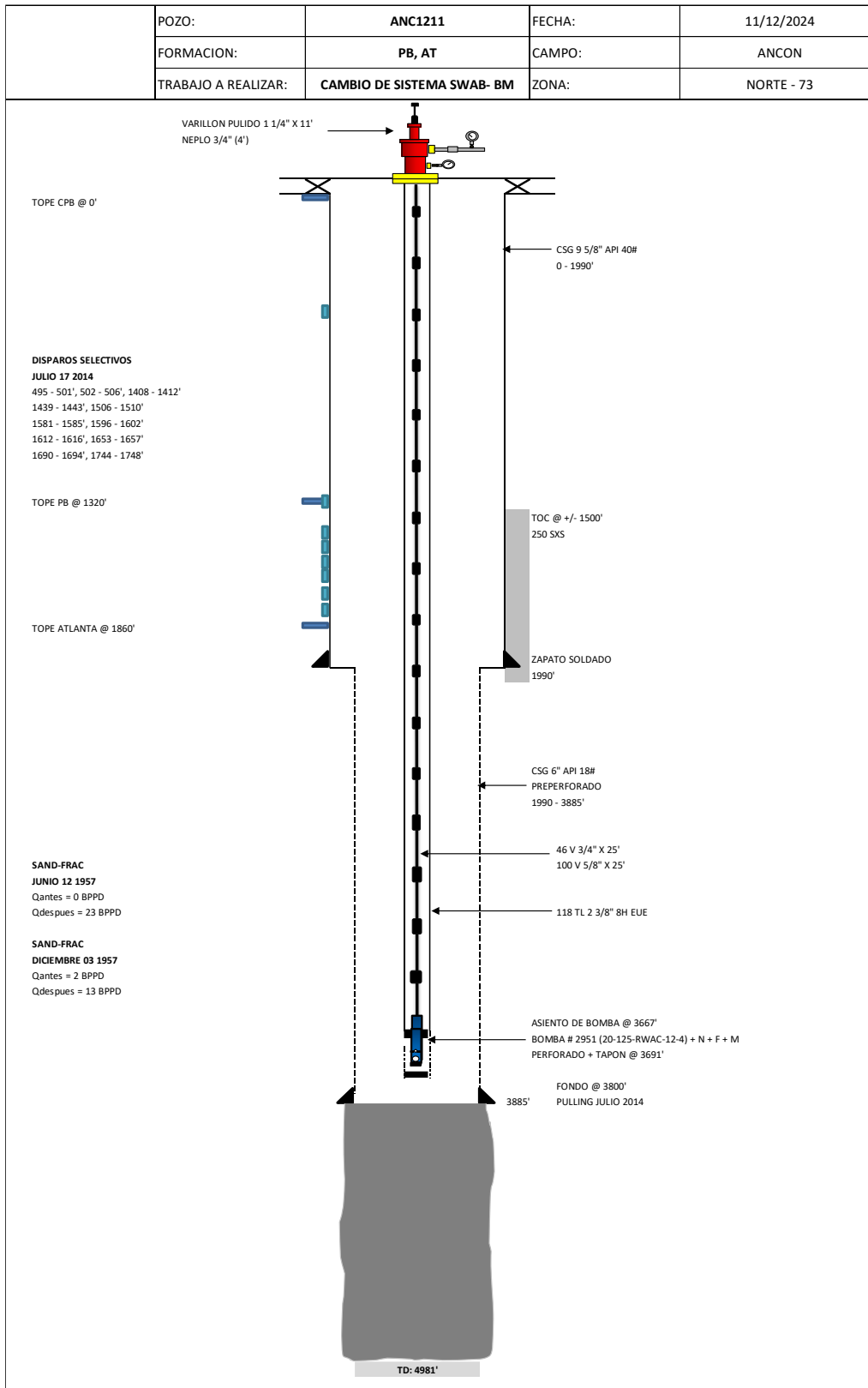


Figura. 24 Diagrama mecánico del pozo ANC1211

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

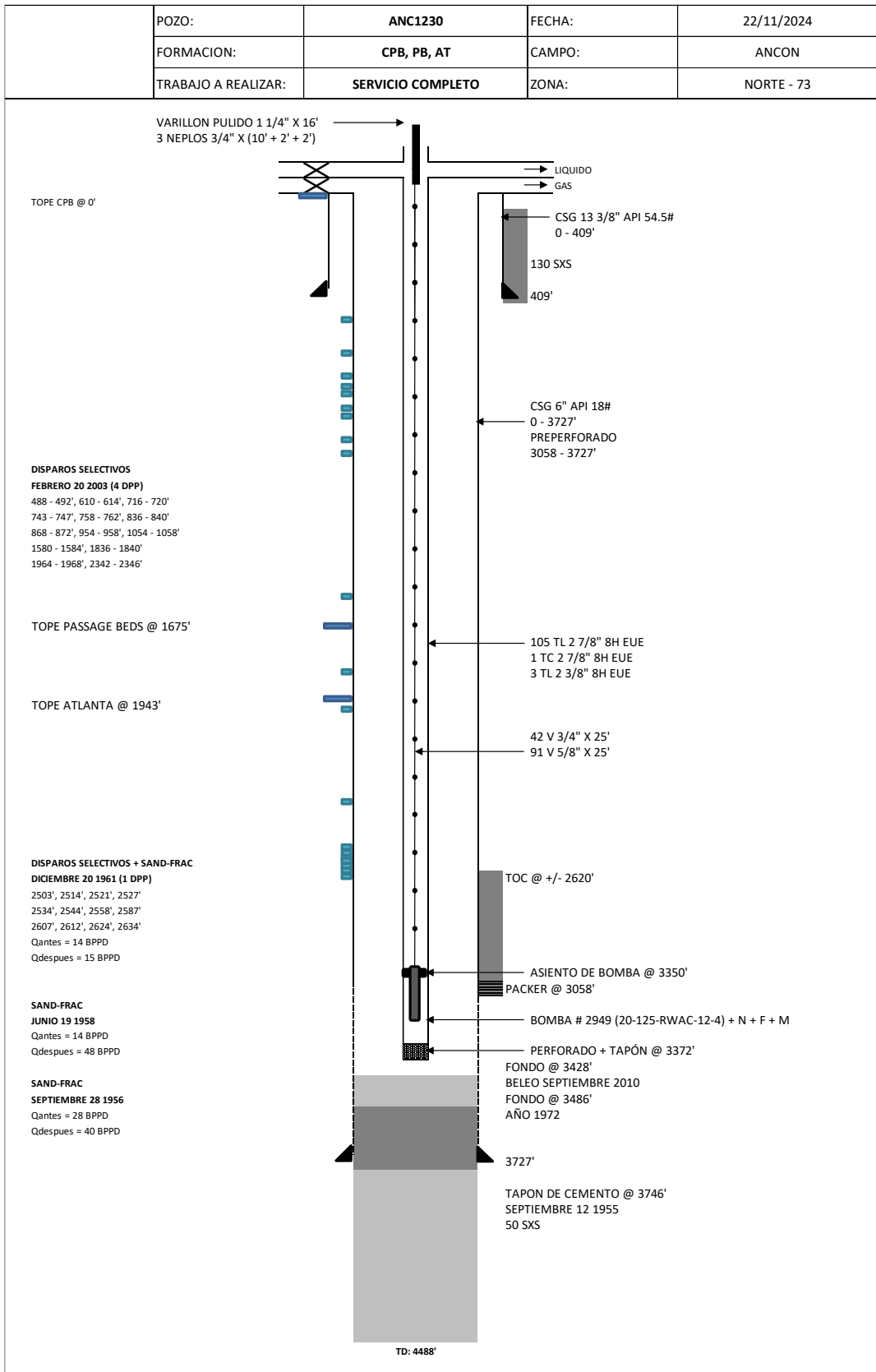


Figura. 25 Diagrama mecánico del pozo ANC1230

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

Ensayo	Solvente	Concentración de inhibidor (ppm)	Observaciones principales	Resultado final
E1	Heptano	500	Disolución completa, agua clara, sin residuos	✓ Alta efectividad
E2	Heptano	1000	Disolución rápida, formación leve de turbidez	✓ Efectiva
E3	Heptano	2500	Disolución parcial, residuos visibles en fondo	✗ Menor efectividad
E4	Tolueno	500	Disolución parcial, desprendimiento moderado	✗ Regular
E5	Xileno	500	Disolución lenta, formación de capa oleosa persistente	✗ Baja efectividad

Figura. 26 Matriz de ensayos con químicos

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

Criterio de evaluación	Mecánico	Químico (Solvente + Inhibidor)	Químico (solo solvente)	Aire a presión
Costo operativo	Alto	Medio	Bajo	Bajo
Efectividad en remoción	Alta	Alta	Media	Baja
Requiere detener producción	Sí	No	No	No
Frecuencia de aplicación	2–3/año	2/año	2/año	Frecuente
Riesgo operativo	Medio–Alto	Bajo	Bajo	Bajo
Rentabilidad estimada (VAN)	Baja	Alta	Media–Alta	Nula
TIR estimada	11–23 %	89 %	71–95 %	No aplica
Recomendación final	Correctivo puntual	Recomendado como estándar	Alternativa viable	Uso complementario

Figura. 27 Matriz técnico–económica de evaluación de métodos de limpieza

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

Pozo	Tratamiento recomendado	Frecuencia sugerida	Observaciones
ANC0004	Solvente + inhibidor	2 veces al año	Pozo crítico por recurrencia alta
ANC0015	Solvente + inhibidor	1–2 veces al año	Aplicación en monitoreo continuo
ANC0024	Solvente + inhibidor	2 veces al año	Producción sensible a taponamientos
ANC1210	Solvente + inhibidor	2 veces al año	Histórico con obstrucciones severas
ANC1211	Solvente + inhibidor	2 veces al año	Mejora sostenida con químico
ANC1230	Solvente + inhibidor	2 veces al año	Alta rentabilidad posttratamiento

Figura. 28 Cronograma de aplicación recomendada por pozo (primer año de implementación)

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

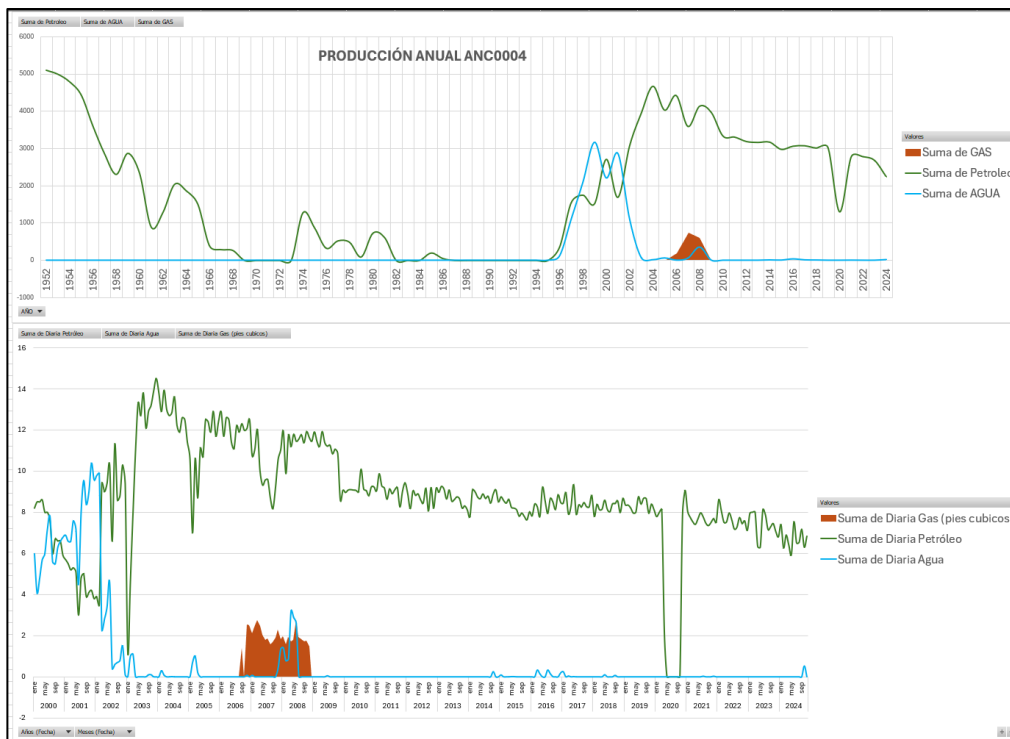


Figura. 29 Historial de producción del pozo ANC0004

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos

POZOS PARAFINICOS									
POZO	UNIDAD DE NEGOCIO	SECCION	SISTEMA	POTENCIAL	CICLO	BPPD	ASIENTO	CAPACIDAD ANULAR	ULTIMO SERVICIO DE PULLING
ANC0004	CENTRO OESTE	73	BM	11	1	11			1 de junio de 2008
ANC1202	CENTRO OESTE	73	BM	7	1	7			23 de junio de 2008
ANC1205	CENTRO OESTE	73	BM	9	2	4.5			28 de abril de 2009
ANC1210	CENTRO OESTE	73	BM	9	2	4.5			3 de abril de 2007
ANC1213	CENTRO OESTE	73	BM	5	1	5			14 de mayo de 2009
ANC1230	CENTRO OESTE	73	BM	8	1	8			12 de noviembre de 2006

Figura. 30 Matriz de pozos parafinicos

Elaborado por: Roy Villavicencio y Oscar Cevallos