



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

**TEMA:**

**“EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CONDENSADO DE GAS NATURAL  
(CGN) COMO SOLVENTE DE PARAFINAS EN LÍNEAS DE  
PRODUCCIÓN PARA CRUDO LIVIANO EN EL BLOQUE GUSTAVO  
GALINDO VELASCO”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**TOMMY HAROLD MEREJILDO MORALES**

**TUTOR:**

**ING. JORGE PAUL ORDÓÑEZ ANDRADE, PHD.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2026**

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

---

**TEMA:**

**“EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CONDENSADO DE GAS  
NATURAL (CGN) COMO SOLVENTE DE PARAFINAS EN LÍNEAS  
DE PRODUCCIÓN PARA CRUDO LIVIANO EN EL BLOQUE  
GUSTAVO GALINDO VELASCO”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**TOMMY HAROLD MEREJILDO MORALES**

**TUTOR:**

**ING. JORGE PAUL ORDÓÑEZ ANDRADE, PHD.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2026**

**UPSE**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



---

**Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza,**  
**PhD.**  
DIRECTORA DE CARRERA



---

**Ing. Jorge Paul Ordoñez Andrade**  
**PhD**  
DOCENTE TUTOR



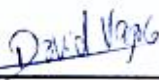
---

**Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.**  
DOCENTE ESPECIALISTA



---

**Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.**  
DOCENTE DE LA UIC



---

**Ing. David Vega González**  
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

## DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico, en primer lugar, a mi padre **Richard Merejildo**, quien es una persona que representa el esfuerzo y perseverancia, y es mi ejemplo como padre y profesional. A mi madre, **Jenny Morales**, por brindarme su amor incondicional y acompañarme en cada paso de mi formación personal y profesional. También a mi familia, que son un pilar fundamental en mi vida, por su apoyo y por los valores que me han inculcado. A mi novia, quien ha estado durante esta etapa brindándome su comprensión, amor y fortaleza. Por último, quiero dedicarme este trabajo como prueba de mi esfuerzo, perseverancia y compromiso por alcanzar mis metas personales y profesionales.

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CONDENSADO DE GAS NATURAL (CGN) COMO SOLVENTE DE PARAFINAS EN LÍNEAS DE PRODUCCIÓN PARA CRUDO LIVIANO EN EL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO**”, elaborado por el estudiante **TOMMY HAROLD MEREJILDO MORALES**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 3% de la valoración permitida.

 INFORME DE ANÁLISIS  
magister

## REVISION DE PLAGIO

**3%**  
Textos sospechosos

**3% Similitudes**  
< 1% similitudes entre comillas  
0% entre las fuentes mencionadas

**2% Idiomas no reconocidos (ignorado)**

**< 1% Textos potencialmente generados por la IA (ignorado)**

Nombre del documento: REVISION DE PLAGIO.docx	Depositante: JORGE PAUL ORDOÑEZ ANDRADE	Número de palabras: 11.015
ID del documento: beb373c90e2215b180edf2a52497fcee7964110e	Fecha de depósito: 14/11/2025	Número de caracteres: 70.908
Tamaño del documento original: 128,34 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 14/11/2025	

## FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:  
**JORGE PAUL ORDONEZ ANDRADE**  
Validar únicamente con FirmaEC

Ing. Jorge Paul Ordoñez Andrade PhD  
C.I.: 0926920729

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **Tommy Harold Merejildo Morales**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Evaluación técnica del condensado de gas natural (CGN) como solvente de parafinas en líneas de producción para crudo liviano en el 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,



---

Tommy Harold Merejildo Morales

Autor de Tesis

C.I. 2450712068

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Jorge Paul Ordoñez Andrade PhD

## TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“Evaluación técnica del condensado de gas natural (CGN) como solvente de parafinas en líneas de producción para crudo liviano en el Bloque Gustavo Galindo Velasco”** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr. Tommy Harold Merejildo Morales, 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.

## FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:  
**JORGE PAUL ORDONEZ  
ANDRADE**

Validar únicamente con FirmaRC

---

Ing. Jorge Paul Ordoñez Andrade PhD  
**C.I.:0926920729**

# VALIDACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

## CERTIFICO

Que, he realizado la revisión y corrección del Trabajo de Integración Curricular para la obtención del título de Ingeniero en Petróleos, con el tema: **“EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CONDENSADO DE GAS NATURAL (CGN) COMO SOLVENTE DE PARAFINAS EN LÍNEAS DE PRODUCCIÓN PARA CRUDO LIVIANO EN EL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO”**. Ha sido desarrollado por el estudiante de la Carrera de Petróleos: **TOMMY HAROLD MEREJILDO MORALES** de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que, el trabajo presenta un dominio formal del lenguaje, con expresión clara, coherencia discursiva y solidez interpretativa. Asimismo, garantizando su adecuación a los estándares académicos y formales requeridos.

Por lo expuesto, se expide el presente certificado para que los interesados lo utilicen ante las instancias que correspondan.

Atentamente,



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

Validar únicamente con FirmaEC

Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.  
Magíster en Educación Básica  
Correo: [misabelp1017@gmail.com](mailto:misabelp1017@gmail.com)  
C.C: 0605353143  
Celular: 0969917044

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, agradecer a Dios por darme la oportunidad de llegar a esta etapa de mi vida. A mi padre, por su esfuerzo y por ser mi ejemplo a seguir. A mi madre, por su apoyo y confianza. A mi familia y a mi novia por su preocupación y estar siempre presente en las metas que me propongo. A la Universidad, por contribuir de forma significativa en mi crecimiento profesional. A los docentes, quienes me han brindado su guía y sus conocimientos en este proceso académico. A mi tutor, por su guía y valiosas observaciones durante el desarrollo del trabajo de investigación. Y finalmente expreso un sincero agradecimiento a las personas de la empresa Pacifpetrol S.A, quienes me brindaron sus experiencias operativas, conocimiento técnico e información durante la etapa de mis pasantías, lo cual fue clave para el desarrollo de este proyecto.

# CONTENIDO

**Pág.**

<b>PORTADA</b> .....	i
<b>TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN</b> .....	ii
<b>DEDICATORIA</b> .....	iii
<b>CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO</b> .....	iv
<b>DECLARACIÓN DE AUTORÍA</b> .....	v
<b>CERTIFICACIÓN DEL TUTOR</b> .....	vi
<b>CERTIFICACIÓN DE GRAMATOLOGÍA</b> .....	vii
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	viii
<b>CONTENIDO</b> .....	ix
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	xiv
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	xvi
<b>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1 <b>PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN</b> .....	1
1.2 <b>ANTEDECENTES</b> .....	2
1.3 <b>JUSTIFICACIÓN</b> .....	3
1.4 <b>HIPÓTESIS</b> .....	4
1.5 <b>OBJETIVOS</b> .....	4

1.5.1	Objetivo General.....	4
1.5.2	Objetivos Específicos .....	4
1.6	ALCANCE .....	4
1.7	VARIABLES .....	5
1.7.1	Variables Dependientes: .....	5
1.7.2	Variables Independientes .....	5
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....		6
2.1	GENERALIDADES DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VESLASCO ...	6
2.1.1	Ubicación del Bloque “Gustavo Galindo Velasco” .....	6
2.1.2	Reseña histórica del Bloque “Gustavo Galindo Velasco” .....	7
2.1.3	Mecanismos de levantamiento artificial del bloque Gustavo Galindo Velasco	8
2.2	CRUDOS PARAFÍNICOS .....	11
2.2.1	Caracterización del crudo .....	11
2.2.2	Características del crudo del Bloque GGV.....	13
2.2.3	Estudios estandarizados de laboratorio para caracterización del crudo ...	13
2.2.3.1	Norma ASTM D2500- 09 (Standart Test Method for Cloud Point of Petroleum products).....	14
2.2.3.2	Norma ASTM D97-09 (Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products) .....	14
2.2.3.3	Norma ASTM UOP 46-85 (Método de determinación del contenido de parafinas)	15

2.2.3.4	Norma ASTM D1319-08 (Método para determinar la distribución de carbonos por cromatografía).....	16
2.3	PARAFINAS .....	17
2.3.1	Definición .....	17
2.3.2	Problemas de la depositación de parafinas .....	17
2.3.3	Clasificación de las parafinas .....	18
2.3.4	Factores que influyen en la precipitación de parafinas.....	19
2.3.5	Mecanismos de deposición de parafinas .....	21
2.3.6	Mecanismos convencionales para el control de parafinas.....	23
2.3.6.1	Métodos mecánicos .....	23
2.3.6.2	Método térmico .....	24
2.3.6.3	Métodos químicos .....	25
2.3.6.3.1	Solventes.....	26
2.3.6.3.2	Dispersantes .....	27
2.3.6.3.3	Surfactantes.....	28
2.3.6.3.4	Modificadores de cristal.....	28
2.3.7	Mecanismos no convencionales para el control de parafinas.....	29
2.4	CGN (CONDENSADO DE GAS NATURAL).....	30
2.4.1	Proceso de obtención del condensado de gas natural.....	31
2.4.2	Mecanismo de acción del CGN como solvente.....	32
2.4.3	Comparación entre solventes aromáticos y alifáticos.....	33
2.4.4	Ventajas y limitaciones del uso del CGN para limpieza de líneas.....	34

CAPITULO III: METODOLOGÍA .....	35
3.1 TIPO DE ESTUDIO .....	35
3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	35
3.3 DISEÑO EXPERIMENTAL .....	37
3.4 MÉTODOS Y MATERIALES .....	37
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	41
4.1 PRUEBA DE LA MANCHA .....	41
4.1.1 Resultados obtenidos de la prueba de la mancha del pozo SPA0235 .....	41
4.1.2 Resultados obtenidos de la prueba de la mancha del pozo SPA0233 .....	42
4.1.3 Resultados obtenidos de la prueba de la mancha del pozo SPA0238 .....	43
4.1.4 Resultados obtenidos de la prueba de la mancha del pozo SPA1002 .....	43
4.1.5 Resultados obtenidos de la prueba de la mancha del pozo SPA1003 .....	44
4.1.6 Tabulación de resultados de la prueba de la mancha.....	44
4.2 PRUEBA DE SOLVENCIA .....	45
4.2.1 Resultados obtenidos en la prueba de solvencia del pozo SPA0235 .....	46
4.2.2 Resultados obtenidos en la prueba de solvencia del pozo SPA0233 .....	47
4.2.3 Resultados obtenidos en la prueba de solvencia del pozo ANC0024.....	47
4.2.4 Resultados obtenidos en la prueba de solvencia en el pozo ANC0093 ....	48
4.3 ESTABLECIMIENTO DE CONDICIONES OPERATIVAS .....	49
4.3.1 Diagrama de flujo de la secuencia operativa propuesta .....	52
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	54
5.1 CONCLUSIONES.....	54

5.2	RECOMENDACIONES .....	55
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	57
	ANEXOS .....	62

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Ubicación geográfica del campo Gustavo Galindo Velasco .....	6
Figura 2 Sistema de bombeo mecánico .....	8
Figura 3 Sistema de pistoneo o swab.....	9
Figura 4 Sistema de HL .....	9
Figura 5 Componentes de superficie y fondo de pozo BCPe .....	10
Figura 6 Sistema de Plunger lift .....	11
Figura 7 Diagrama de flujo para caracterizar crudo .....	12
Figura 8 Equipo para prueba de punto de nube y punto de fluidez .....	15
Figura 9 Resultados del método ASTM D1319.....	16
Figura 10 Tubería tapada con parafina .....	17
Figura 11 Varillas con parafina en operación de Pulling.....	18
Figura 12 Ceras microcristalina a la derecha y parafinas microcristalinas a la izquierda .....	19
Figura 13 Principio del método mecánico.....	24
Figura 14 Método térmico - Inyección de aceite caliente .....	25
Figura 15 Limpieza de líneas a cargo de la empresa Cemestim en el bloque GGv.....	26
Figura 16 Uso de zolvexc para disolver parafinas.....	27
Figura 17 Funcionamiento de los modificadores de cristal .....	29
Figura 18 Aislamientos térmicos de tubería .....	30

Figura 19 Planta de gasolina Pacifpetrol S.A .....	31
Figura 20 Proceso de obtención de CGN .....	32
Figura 21 Eficiencia del solvente en relación al volumen.....	33
Figura 22 Diagrama de líneas de producción .....	36
Figura 23 Resultados de la prueba de la mancha del pozo SPA0235. ....	42
Figura 24 Resultados de la prueba de la mancha del pozo SPA0233 .....	42
Figura 25 Resultados de la prueba de la mancha del pozo SPA0238 .....	43
Figura 26 Resultados de la prueba de la mancha del pozo SPA1002 .....	43
Figura 27 Resultados de la prueba de la mancha del pozo SPA1002 .....	44
Figura 28 Comportamiento de la parafina del pozo SPA0235 durante la prueba de solvencia con CGN.....	46
Figura 29 Comportamiento de la parafina del pozo SPA0233 durante la prueba de solvencia con CGN.....	47
Figura 30 Comportamiento de la parafina del pozo ANC0024 durante la prueba de solvencia con CGN.....	48
Figura 31 Comportamiento de la parafina del pozo ANC0093 durante la prueba de solvencia con CGN.....	48
Figura 32 Secuencia operativa propuesta .....	53
Figura 33 Ficha técnica de las líneas de producción del bloque GGV.....	62
Figura 34 Desplazamiento con bache de agua fresca hacia el wash tank.....	63
Figura 35 Solidos remanentes arrastrados en la limpieza.....	63
Figura 36 Prueba de la mancha en Laboratorio de Petróleos UPSE .....	63
Figura 37 Calentamiento de papel filtro en el horno .....	63

Figura 38 Resultados de la prueba de solvencia.....	63
Figura 39 Recolección de muestra de parafina durante el Pulling del pozo ANC0093	63
Figura 40 Recolección de muestra de parafina durante el Pulling del pozo ANC0024	63
Figura 41 Recolección de muestra de parafina del pozo SPA0235 .....	63

## **LISTA DE TABLAS**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Pruebas de diagnóstico de precipitación de parafinas en el crudo.....	12
Tabla 2 Factores que influyen en la precipitación de parafinas .....	20
Tabla 3 Mecanismos de deposición de parafina .....	22
Tabla 4 Pozos conectados al manifold 1 .....	36
Tabla 5 Categorización de las manchas en la prueba de la mancha .....	38
Tabla 6 Resultados de la prueba de la mancha .....	44
Tabla 7 Observaciones cualitativas del comportamiento CGN con la parafina .....	45
Tabla 8 Especificaciones técnicas de las tuberías.....	49
Tabla 9 Volumen de CGN requerido.....	50
Tabla 10 Parámetros operativos para inyección de CGN .....	51

**“EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CONDENSADO DE GAS NATURAL (CGN)  
COMO SOLVENTE DE PARAFINAS EN LÍNEAS DE PRODUCCIÓN PARA  
CRUDO LIVIANO EN EL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO”**

**Autores:** Tommy Harold Merejildo Morales

**Tutor:** Ing. Jorge Paul Ordoñez Andrade PhD

## **RESUMEN**

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo analizar el desempeño técnico del CGN como agente disolvente para el control de formación de depósitos de parafinas en crudo liviano extraído del Bloque Gustavo Galindo Velasco. De este modo, se tomaron en consideración distintos fundamentos teóricos que ayudan y aportan información valiosa para llevar a cabo la presente investigación. La metodología de la misma, se encuentra orientada bajo la investigación experimental, ya que, permite evaluar mediante pruebas de laboratorio, la efectividad del CGN como solvente de parafinas en líneas de producción, además, la presente investigación se enmarca en un diseño cuasiexperimental, puesto que, se busca establecer la causa y efecto. Asimismo, se muestran las técnicas y recursos utilizados para establecer condiciones operativas para futuras pruebas piloto, las cuales son: la prueba de mancha utilizando crudo de los pozos SPA0233, SPA0235, SPA1002, SPA0238 y SPA0221 y la prueba de solvencia de parafinas de los pozos SPA0235, SPA0233, ANC0024 y ANC0093 del bloque Gustavo Galindo Velasco. Finalmente se concluyó que el condensado de gas natural actúa como un solvente parcial que facilita la fragmentación y dispersión de parafinas, y es una alternativa efectiva para el control de depósitos en líneas de producción.

***PALABRAS CLAVE:*** Parafina, crudo, condensado de gas natural, solvencia, líneas de producción.

**“TECHNICAL EVALUATION OF NATURAL GAS CONDENSATE (NGC) AS A  
PARAFFIN SOLVENT IN PRODUCTION PIPELINES FOR LIGHT CRUDE IN  
THE GUSTAVO GALINDO VELASCO FIELD”**

**Autores:** Tommy Harold Merejildo Morales

**Tutor:** Ing. Jorge Paul Ordoñez Andrade PhD

**ABSTRACT**

The present research aims to analyze the technical performance of natural gas condensate (NGC) as a solvent for controlling paraffins deposits in light crude oil produced from Gustavo Galindo Velasco Field. Theoretical foundations were considered to provide background information supporting this study. The methodology focused on an experimental approach, because is based on lab tests to evaluate the NGC's effectiveness as a paraffin solvent in production pipelines. Furthermore, the research adopted a quasi-experimental design to establish cause and effect relation. The techniques and resources applied included the spot test, performed with crude samples from wells: SPA0233, SPA0235, SPA1002, SPA0238 and SPA0221, additionally the solvency test on paraffins samples from wells SPA0235, SPA0233, ANC0024 y ANC0093 of Gustavo Galindo Field. The results showed that natural gas condensate behaves as a partial solvent that facilitates the paraffin fragmentation and dispersion, demonstrating its potential as an effective solvent and field-available alternative for controlling wax deposition in production lines.

**KEYWORDS:** *Paraffin, crude oil, natural gas condensate, solvency, pipelines*

# CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

## 1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La acumulación de parafinas en las líneas de producción representa un problema significativo, pues trae consecuencias que afectan la continuidad operativa. Los depósitos de parafinas reducen el área transversal útil de las tuberías y aumentan los costos operacionales, la capacidad de transporte y en casos severos paradas no programadas.

En la industria petrolera son diversos los tratamientos y tecnologías que se emplean para el control de parafina en los pozos productores. Estos pueden dividirse en términos generales en dos categorías, tratamientos de remoción o limpieza y tratamientos de inhibición (Amaya Bohórquez et al., 2012)

Aunque existen otros métodos para el control de parafinas como métodos mecánicos, térmicos y métodos químicos con el uso de solventes y dispersantes, estos generan costos adicionales y suelen no ser suficientes para una remoción eficiente y mantener la continuidad de la producción, por este motivo se presenta el condensado de gas natural que no generaría un costo adicional pues es un subproducto disponible dentro del bloque Gustavo Galindo Velasco.

Sin embargo, no se ha realizado un estudio técnico ni experimental dentro del bloque Gustavo Galindo Velasco para verificar su eficacia, y evaluar si se puede usar como solvente alternativo para la remoción de parafinas en las líneas de producción, pues es una gran alternativa para reducir costos y mejorar la eficiencia operativa.

Con el fin de enfrentar esta problemática, se han implementado diversos métodos de tratamiento; sin embargo, muchos de ellos implican un aumento en los costos operativos, principalmente por la necesidad de interrumpir la producción y por el valor del tratamiento en sí. La efectividad de estos métodos varía, y suele depender de un diseño adecuado del proceso y de una correcta caracterización del crudo involucrado. (Coronado & Guerra, 2016)

## 1.2 ANTEDECENTES

Según (Heredia et al., 2018), la presencia de depósitos de parafinas en las paredes de tuberías de transporte de crudo puede ocasionar pérdidas de producción de petróleo debido al bloqueo parcial o total que estos pueden causar, la posibilidad de prevenir la formación de incrustaciones es importante para la industria petrolera.

(El-Dalatony et al., 2019) señala que el crudo suele tener entre un 3 y 44% de ceras parafínicas, las cuales tienden a precipitarse durante la extracción y transporte, esto tiende a incrementar su viscosidad y punto de fluidez, en consecuencia, se producen caídas de presión, gelificación, reducción de capacidad de flujo y por ende los costos de bombeo tienden a incrementar.

De acuerdo con (Ivanova & Semenov, 2020), afirma el uso de métodos químicos convencionales en Irelyakskoe (Republica de Saja, Yakutia) para remover depósitos de asfalteno-resina-parafina de los equipos, usando solventes hidrocarburoados en forma de gasolinas o condensados de gas natural. Según la experiencia de la empresa es un método que no genera una remoción completa pues depende de factores como la solubilidad dependiendo de la naturaleza química del solvente usado.

(Coto et al., 2014) destacan que la caracterización de crudos parafínicos es esencial para identificar las propiedades críticas como el contenido de ceras, la gravedad API, la temperatura de aparición de cera WAT o punto de nube y el punto de fluidez, factores que influyen para hacer estudios de evaluación de riesgos de deposición de parafinas y planificar estrategias para su mitigación.

(Norouzpour et al., 2023), afirma que la gasolina, el diésel, los condensados de gas y el keroseno son solventes alifáticos eficaces para remover ceras parafínicas, pero no es capaz de disolver asfaltenos.

(Shahreyar & Ch, 2000) señala que la solubilidad de la parafina en petróleo crudo o en solventes de petróleo refinado disminuye a medida que aumenta el peso molecular de la molécula de parafina. Además, afirma que los solventes utilizados para disolver depósitos existentes de parafina suelen contener alto contenido de aromáticos. Entre los más usados se incluyen condensado de gas natural, gasolina de cabeza de pozo, butano, pentano, xileno, tolueno.

En general, la acumulación de depósitos de parafina puede presentarse en cualquier lugar del sistema de producción aumentando los trabajos de remoción, deteniendo la producción por tiempos prolongados y por consiguiente incrementando el costo del petróleo extraído. (Cortés, 2017).

En estudios previos (Araki, 2021) demuestra que en las pruebas de Rolled se confirmó que el CGN tuvo mejor performance tanto en tiempo de acción como en tiempo de solvencia en comparación con el TEQ – 7000, a excepción de la prueba realizada en la muestra del pozo 4373, sin embargo, el solvente de parafinas CGN presentó mayor volatilidad que el TEQ – 7000. Mediante estos estudios podremos tener una guía y hacer pruebas de campo y de laboratorio para verificar la eficiencia que tiene el CGN para realizar limpieza en líneas de producción del bloque Gustavo Galindo Velasco.

(Ivanova et al., 2018 demostraron que el condensado de gas actúa como un solvente eficaz para disolver parafinas en tuberías. Aunque su investigación estuvo enfocada en formar capas aislantes controladas para proteger tuberías en permafrost, este hallazgo también pone en evidencia que se puede usar el condensado de gas como solvente para remover depósitos de parafina.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN**

El control de parafinas en las líneas de producción del Bloque GGV es un problema para la continuidad operativa en algunas zonas del campo. Actualmente, los mecanismos de limpieza se basan en el método mecánico y limpieza química por parte de contratistas externos, que implican costos operativos elevados.

Ante esta situación, es importante identificar nuevas alternativas que cumplan con el objetivo fundamental de la empresa Pacifpetrol S.A, mantener la sostenibilidad sin comprometer la eficiencia operativa. Partiendo de esta necesidad, el uso de condensado de gas natural (CGN), un subproducto generado en la planta de gasolina de Pacifpetrol S.A., se presenta como una alternativa viable para usarse como solvente de parafinas.

Este estudio justifica esta propuesta, mediante la evaluación técnica y experimental del comportamiento del CGN frente a las parafinas del bloque, con el fin de analizar su capacidad de disolución, y establecer condiciones para su aplicación en

campo. De esta manera, se busca generar un aporte práctico para futuras pruebas de campo y promover el uso de los recursos propios del bloque.

## **1.4 HIPÓTESIS**

El uso de condensado de gas natural como solvente de parafinas en las líneas de producción del crudo liviano extraído del Bloque Gustavo Galindo Velasco reduce la acumulación de parafina y mejora la eficiencia del sistema de producción.

## **1.5 OBJETIVOS**

### **1.5.1 Objetivo General**

Analizar la eficiencia del CGN como agente disolvente de parafinas y su aplicabilidad en operaciones de limpieza del Bloque Gustavo Galindo Velasco.

### **1.5.2 Objetivos Específicos**

- Examinar las condiciones que influyen en la formación y acumulación de parafinas, considerando sus propiedades fisicoquímicas.
- Revisar antecedentes técnicos y experiencias de campo relacionadas con el uso de CGN como solvente en la industria petrolera.
- Evaluar la eficiencia del CGN en función de tiempos de contacto y características de las parafinas
- Establecer condiciones preliminares para la aplicación de CGN en la limpieza de líneas de producción

## **1.6 ALCANCE**

Este proyecto se enfoca en la evaluación del condensado de gas natural (CGN) como solvente para la remoción de parafinas en líneas de producción de crudo liviano del bloque Gustavo Galindo Velasco. Este estudio abarca pruebas de laboratorio para determinar su eficiencia como solvente y el análisis técnico de las condiciones operativas propuestas requeridas para su aplicación en base a los resultados obtenidos.

## **1.7 VARIABLES**

### **1.7.1 Variables Dependientes:**

- Eficiencia en la disolución de parafinas

### **1.7.2 Variables Independientes**

- Propiedades Condensado de Gas Natural
- Tipo y grado de solidificación de la parafina
- Tiempo de contacto del CGN con la parafina

# CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

## 2.1 GENERALIDADES DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VESLASCO

### 2.1.1 Ubicación del Bloque “Gustavo Galindo Velasco”

El bloque Gustavo Galindo Velasco se encuentra ubicado en la Provincia de Santa Elena, abarca zonas próximas a la parroquia San José de Ancón. El campo comprende alrededor de 1200 km<sup>2</sup>.

Según Petróleos del Pacífico las coordenadas geográficas son:

Latitud	Longitud
02° 10' 16.756" S.	81° 00' 00.000" W.
02° 10' 16.601" S.	80° 38' 25.044" W.
02° 26' 33.665" S.	80° 38' 24.799" W.
02° 26' 33.840" S.	81° 00' 00.000" W.

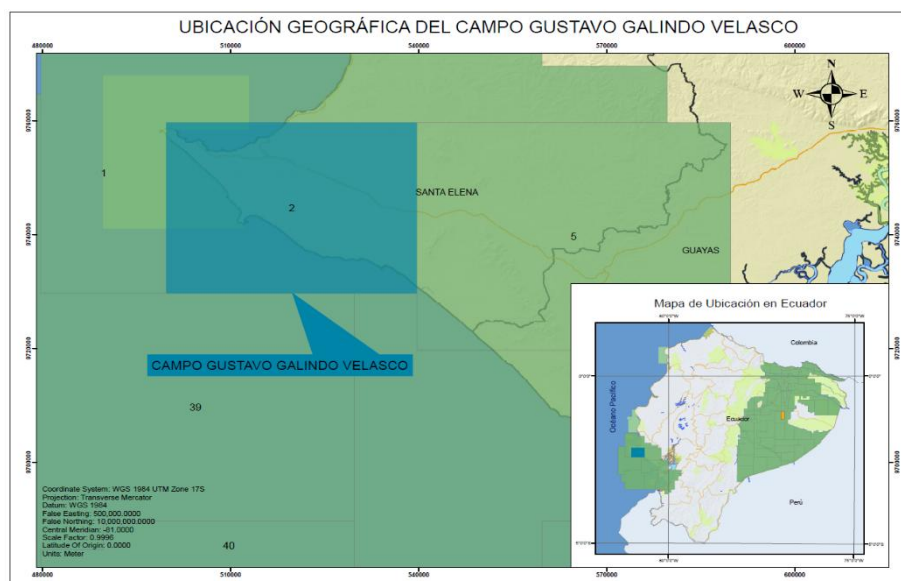


Figura 1 Ubicación geográfica del campo Gustavo Galindo Velasco

Fuente: Pacifpetrol

## **2.1.2 Reseña histórica del Bloque “Gustavo Galindo Velasco”**

El bloque Gustavo Galindo Velasco, ubicado en la península de Santa Elena, tiene una historia vinculada directamente con los inicios de la industria petrolera en el Ecuador. Su explotación se dio durante el siglo XX. El 5 noviembre de 1911 se perforó el primer pozo petrolero denominado ANC0001 en el Ecuador, específicamente en la zona de Ancón.

Durante los años 1921-1976, la explotación estuvo a cargo de la compañía británica “Anglo Ecuadorian Oilfields Limited”. Durante el período de explotación y exploración de dicha compañía se registraron 2,814 pozos perforados, por lo tanto, se alcanzó la producción de 10.000 BPPD.

En el año 1976, el bloque Gustavo Galindo Velasco fue transferido a la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, tuvo una producción de 780 Barriles por día con la perforación de 5 pozos adicionales.

En 1994, la ESPOL (Escuela Superior Politécnica del Litoral) tomó a cargo el Bloque junto a CGC se registraron 400 km de líneas sísmicas 2D y se perforaron 15 pozos, alcanzando una producción de 1000 BPPD.

A inicios del 2002 PACIFPETROL S.A adquirió los intereses de CGC tomando a cargo la operación de 1500 pozos divididos en tres zonas: Norte, Central y Sur. En el año 2011 PACIFPETROL S.A se suscribió con el Estado Ecuatoriano a un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos el bloque GGV, y en el año 2013 se renegoció el contrato del bloque y se extendió el plazo hasta el año 2029.

El Bloque Gustavo Galindo Velasco está dividido en tres zonas operativas: Norte, Central y Sur. Actualmente, se encuentran activos 1447 pozos cuya producción se mantiene con diversos métodos de levantamiento artificial, como bombeo mecánico, Herramienta Local, Swab y Bombas BCPe, Al ser un campo maduro se han buscado maneras sostenibles de producir energía para energizar estos sistemas y minimizar costos como el uso de paneles solares para energizar pozos de bombeo mecánico y bombas BCPe.

### 2.1.3 Mecanismos de levantamiento artificial del bloque Gustavo Galindo Velasco

Dentro del bloque Gustavo Galindo Velasco existen 4 maneras de extraer crudo: bombeo mecánico, pistoneo o swab, HL (herramienta local), BCPe (bombeo de cavidades progresivas).

#### **Bombeo mecánico**

La principal característica del bombeo mecánico es su operación mediante una sarta de varillas impulsada por medio de un motor en superficie, con el movimiento de la sarta se acciona la bomba y permite incrementar la presión del fluido en el fondo del pozo y así permitir su ascenso a la superficie, este sistema se clasifica como un equipo de desplazamiento positivo y de tipo recíprocante. (Velásquez, 2019)



**Figura 2 Sistema de bombeo mecánico**

**Fuente:** Pacifpetrol

#### **Pistoneo o Swab**

Este método consiste en una técnica de levantamiento de tipo pistón que permite extraer crudo. Consiste en una unidad montada sobre un camión equipado con un motor, un sistema hidráulico de izaje, un sandril y una herramienta swab (varillón, swivel, mandriles y copas). El funcionamiento consiste en elevar y bajar esta herramienta con un cable de acero generando el efecto de pistoneo. Según (Verdesoto, 2017) este método representa el 21,19% de la producción diaria del bloque Gustavo Galindo Velasco.



**Figura 3 Sistema de pistoneo o swab**

**Fuente:** (Verdesoto, 2017)

### **Herramienta Local (HL)**

Según (Verdesoto, 2017) este método representa el 15,85% de la producción diaria. El principio de operación consiste en descender un recipiente cilíndrico mediante un cable de acero hasta el fondo del pozo permitiendo que el fluido ingrese al barril cuando se abra la válvula. Posteriormente se asciende la herramienta con el petróleo dentro del barril.



**Figura 4 Sistema de HL**

**Fuente:** (Verdesoto, 2017)

## **Bombeo de cavidades progresivas (BCPE)**

Este sistema se compone de un cabezal de accionamiento en superficie, y una bomba instalada en el fondo del pozo, el principio de funcionamiento consiste en un rotor metálico con forma helicoidal que gira dentro de un estator fabricado en un material flexible, este movimiento permite levantar la columna de fluido.

Dentro del bloque Gustavo Galindo Velasco este mecanismo esta automatizado mediante sensores de nivel que permiten que el mecanismo se encienda cuando la columna de fluido alcanza determinado nivel y el otro método de accionamiento es por temporizadores programables configurados por el personal técnico para definir los intervalos y horas de trabajo del pozo.



**Figura 5 Componentes de superficie y fondo de pozo BCPE**

**Fuente:** Pacifpetrol

## **Sistema plunger lift**

El principio de operación de plunger lift consiste en aprovechar la presión natural del gas del yacimiento para incrementar la presión del pozo y así elevar el fluido acumulado. Dentro del pozo se encuentra un pistón o plunger que actúa como un embolo, cuando el gas se acumula y genera la presión suficiente, empuja el pistón hacia arriba elevando determinadas cantidades de crudo en cada carrera ascendente. (Sisa, 2014)



**Figura 6 Sistema de Plunger lift**

**Fuente:** (Verdesoto, 2017)

## **2.2 CRUDOS PARAFÍNICOS**

Este tipo de crudo es muy valioso, por el tipo de derivados que se pueden obtener durante su refinación como gasolina, lubricantes y parafina, el principal problema radica en las etapas de producción y transporte, esto se debe a que existirá precipitación y deposición de parafina en el trayecto del yacimiento hacia superficie, y en las líneas de producción por los cambios termodinámicos y fisicoquímicos presentes en estas etapas.

Las parafinas también denominadas alcanos, son hidrocarburos saturados que se vuelven un problema cuando se trata con crudos con alto contenido de parafinas, pero también se debe a otros factores como la temperatura y la presión, y las propiedades del fluido.

(Madrid, 2024), señala que algunos crudos parafínicos son livianos y suelen solidificarse a temperatura ambiente, pero a temperaturas mayores alrededor de 50°C suelen fluir con mucha facilidad. Sin embargo, también se explica que a diferencia de estos existen crudos que llegan a esta condición crítica a temperaturas mucho más bajas por ejemplo a 0°C.

### **2.2.1 Caracterización del crudo**

Es importante hacer los estudios correspondientes para caracterizar el crudo cuando se empieza a producir un yacimiento, pues la acumulación de parafina genera

taponamientos y obliga a detener la producción para realizar mantenimientos no programados. Este estudio permite conocer las fracciones de crudo y las condiciones críticas en las que existe precipitación de parafinas y asfaltenos.

(León, 2011), detalla que las pruebas más importantes para diagnosticar precipitación de parafinas son:

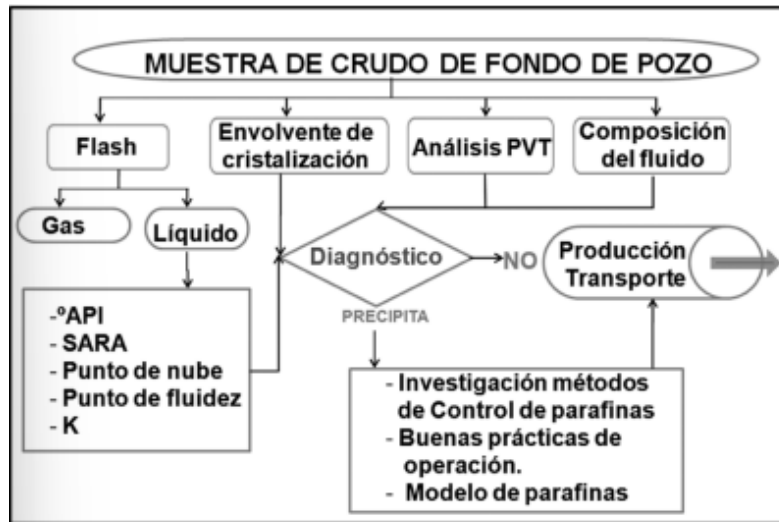


Figura 7 Diagrama de flujo para caracterizar crudo

Fuente: (León, 2011)

Tabla 1

Pruebas de diagnóstico de precipitación de parafinas en el crudo

Parámetro	Descripción
Gravedad API	Generalmente presentan gravedades superiores a 35° API
Análisis SARA:	Es útil para definir las fracciones correspondiente a aromáticos, resinas y asfaltenos
	$K = A \exp\left(\frac{-Ea}{RT}\right)$
Factor de caracterización de Watson:	Un valor de K entre 11.5 y 12.1 representa un crudo mixto nafténico - parafínico, si es mayor a 12.1 se trata de un crudo parafínico, y un valor superior a 13

	significa que es un crudo altamente parafínico.
Punto de cristalización y envolvente	Es la temperatura en donde existe la precipitación del primer cristal de parafina.
Punto de fluidez	Es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir. Si ambas características tienen temperaturas cercanas representa un problema crítico.
Análisis PVT	Este análisis es importante para reconocer el comportamiento del fluido desde el yacimiento hacia las facilidades de superficie.
Composición del fluido de yacimiento	Mediante un análisis cromatográfico se logra obtener el porcentaje molar de hidrocarburos, es importante extender el análisis mayor a C30 para obtener la mejor caracterización.

**Elaborado por:** Tommy Merejildo

**Nota:** Información adaptada de (León, 2011)

### 2.2.2 Características del crudo del Bloque GGV

El crudo en el Bloque GGV, se caracteriza principalmente por ser un crudo liviano con una media de 35,7° API. (Rodríguez, 2023), menciona que los grados API que presenta este campo hace que el crudo se de tipo mixto es decir nafténico – parafínico y tiende a volverse más parafínico según el valor de caracterización de Watson ya que tiene un KOUP alrededor de 12. Los pozos de la Sección Santa Paula que se analizaran en este trabajo manejan un rango de entre 29° y 32° API.

### 2.2.3 Estudios estandarizados de laboratorio para caracterización del crudo

Para la caracterización de crudos, hay varios ensayos estandarizados que permiten evaluar las propiedades relacionadas con la precipitación y comportamiento de parafinas.

### **2.2.3.1 Norma ASTM D2500- 09 (Standart Test Method for Cloud Point of Petroleum products)**

El punto de cristalización también denominado cloud point, es la temperatura a la cual comienzan a formarse los primeros cristales de cera y parafina dentro de un producto petrolero enfriado bajo condiciones controladas. Por otro lado, el punto de cristalización se considera un parámetro fundamental para poder evaluar la capacidad de flujo del crudo a temperaturas bajas, además, para el diseño de estrategias de control de parafinas en producción y transparente.

El método ASTM D2500 consiste enfriar la muestra a una velocidad determinada, tomando en consideración el fondo del recipiente. El punto de cristalización se registra cuando aparece la primera nube o enturbiamiento, la cual se produce por la aparición de cristales de cera o parafina. La presencia de este fenómeno indica el límite inferior de la temperatura, se observa porque el fluido pierde la homogeneidad. (ASTM INTERNATIONAL, 2005)

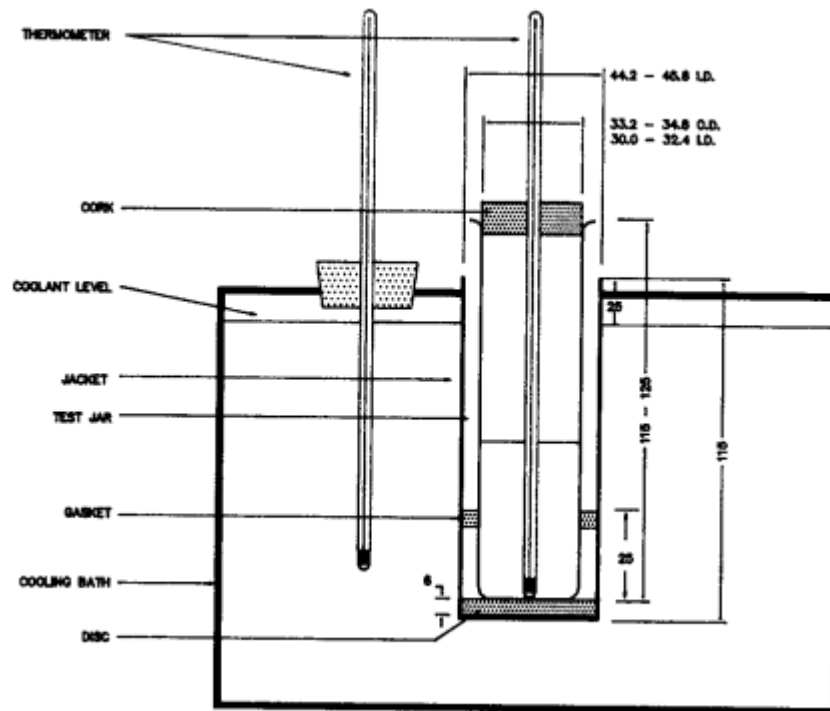
Este ensayo se lleva a cabo en un recipiente de vidrio transparente armado con un termómetro y un sistema de enfriamiento escalonado, se emplean baños refrigerantes a diferentes temperaturas, tales como: 0 °C, 18 °C, -33 °C., etc. El resultado que se registra tiene un margen de error de  $\pm 1$  °C, lo cual permite comparar el comportamiento termodinámico de diferentes muestras de crudo. (ASTM INTERNATIONAL, 2005)

### **2.2.3.2 Norma ASTM D97-09 (Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products)**

El proceso para realizar el método ASTM D97 consiste en enfriar gradualmente una muestra previamente calentada hasta que se logre observar que el fluido ha perdido en su totalidad el movimiento. La muestra es examinada cada 3 °C, cuando el fluido deja de fluir al momento de inclinar el frasco, se registra esa temperatura como el punto de fluidez. (ASTM INTERNATIONAL, 2022)

El punto de fluidez también denominado pour point se refiere a la temperatura mínima en la que un fluido puede seguir fluyendo antes de solidificarse por completo bajo condiciones de enfriamiento. Este es un parámetro indispensable al momento de

gestionar sistemas de transporte y almacenamiento para la evaluación del riesgo de obstrucción de parafinas y establecer las medidas correspondientes.



**Figura 8** Equipo para prueba de punto de nube y punto de fluidez

Fuente: (ASTM INTERNATIONAL, 2005)

### 2.2.3.3 Norma ASTM UOP 46-85 (Método de determinación del contenido de parafinas)

Este método tiene como objetivo estimar el contenido de cera de parafina presente en el crudo. El análisis en crudos claros y livianos se pueden realizar sin tratamiento previo, mientras que en aceites pesados y oscuros se requiere un tratamiento previo con ácido para eliminar los materiales asfálticos de su composición. Una vez se obtiene la muestra de asfalto esta se disuelve en cloruro de metileno caliente y posterior a eso se enfría a  $-30^{\circ}\text{C}$  para que se precipiten los cristales de parafina, luego se pasa la mezcla por un filtro de vidrio poroso para que se retengan las ceras, finalmente se seca y se pesa el residuo sólido correspondiente a la cera precipitada. (Negrete, 2015)

#### 2.2.3.4 Norma ASTM D1319-08 (Método para determinar la distribución de carbonos por cromatografía)

Este método es utilizado para determinar los tipos de hidrocarburos que están presentes en el crudo, y clasificarlos en parafínicos, olefínicos y aromáticos. Este análisis se realiza mediante un proceso de adsorción en columna cromatográfica con indicadores fluorescentes, para identificar y cuantificar cada grupo de compuestos en función de su comportamiento frente al adsorbente. Este método es útil para caracterizar la composición química del crudo en especial, para determinar la distribución de las cadenas de carbono, esta información es importante para comprender el comportamiento termodinámico y la tendencia de formación de parafinas.(ASTM, 2003)

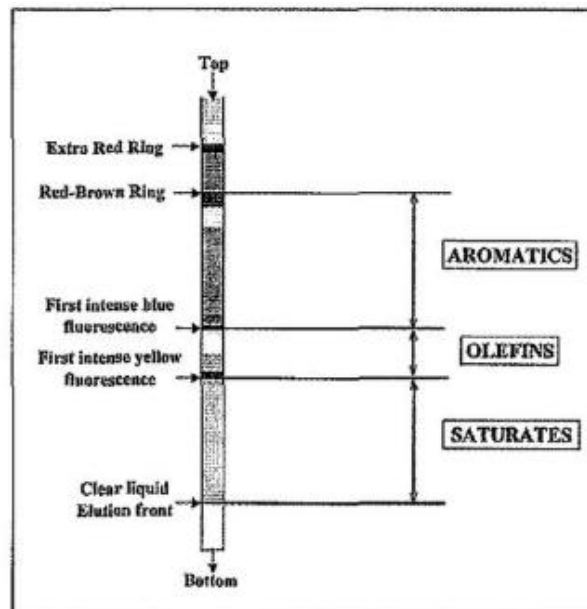


Figura 9 Resultados del método ASTM D1319

Fuente: (ASTM,2003)

## 2.3 PARAFINAS

### 2.3.1 Definición

(Álzate Munera & Rubiano Guevara, 2023), definen a las parafinas como productos cerosos derivados del petróleo, y son sustancias inertes y muy estables que se encuentran en la mayoría de reactivos químicos. A su vez hacen parte de la familia de hidrocarburos conocidos como alcanos. Normalmente son cadenas largas de hidrocarburos saturados entre C16 y C60+, pesos moleculares entre 320-800 g/mol, y se solidifican a temperatura ambiente, provocando la formación de depósitos en las líneas de producción y genera problemas de flujo.



**Figura 10** Tubería tapada con parafina

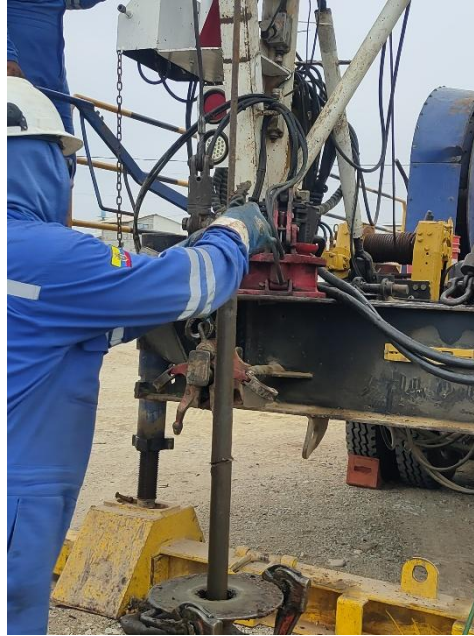
**Fuente:** Imagen generada con IA-Gemini

### 2.3.2 Problemas de la depositación de parafinas

(Coronado & Guerra, 2016), menciona los siguientes problemas cuando ocurre depositación de parafinas:

- Si las precipitaciones se encuentran en el yacimiento, puede ocasionar bloque y daño de formación
- Se reduce el flujo al interior de las tuberías de producción y de transporte debido a la disminución del área de flujo
- Se requiere potencia extra para mantener los caudales normales de producción
- Ocurren fallas en los equipos de subsuelo y superficie

- Se aumenta el costo en los mantenimientos de los equipos
- Paradas operativas no programadas e inclusive cierre de pozos
- Se requiere personal que analice los depósitos de parafina y establezca el procedimiento óptimo para limpiar las líneas obstruidas.



**Figura 11** Varillas con parafina en operación de Pulling

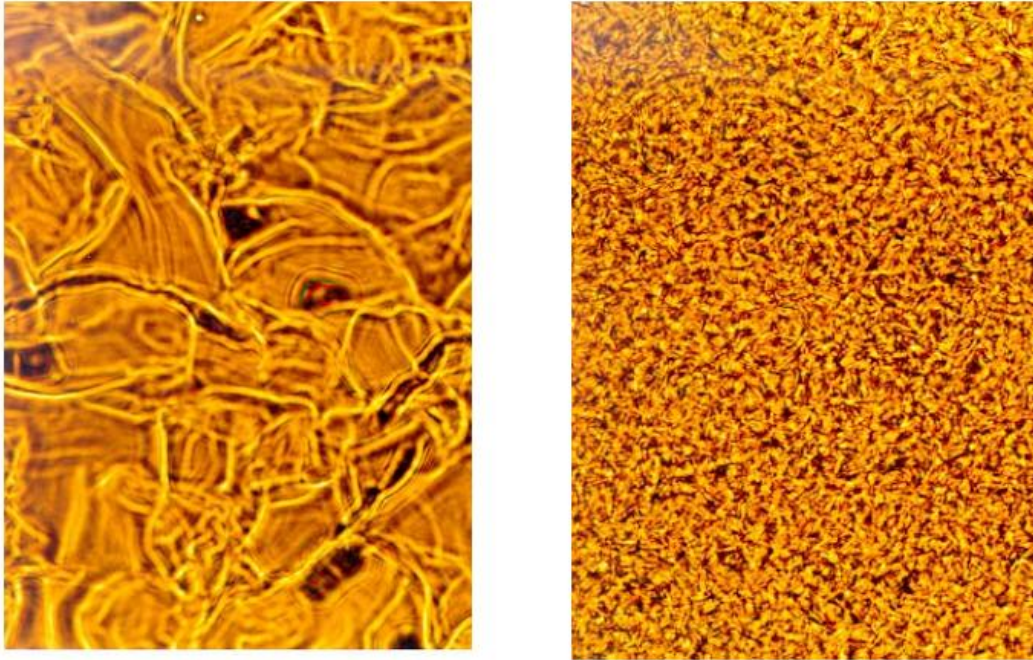
**Fuente:** Pacifpetrol

### **2.3.3 Clasificación de las parafinas**

(Candelo & Carvajal, 2010), clasifican a las parafinas según su estructura molecular y el contenido de números de carbonos de acuerdo a esto hacen diferencia entre las ceras microcristalinas y las ceras macro cristalinas, lo que significa un daño diferente cuando se producen depósitos de parafinas debido al tamaño de los cristales.

- **Ceras microcristalinas:** Este tipo de parafinas están compuestas por 30 a 60 carbonos, con pesos moleculares alrededor de 450 a 800 g/mol. Se diferencian por el tamaño de sus cristales que tienden a ser pequeños e irregulares, que hace que no se aglomeren y permanezcan dispersos y no se formen depósitos. No suelen ser un problema en las líneas de producción, pero si dentro del yacimiento.

- **Ceras macro cristalinas:** Este tipo de parafinas están compuestas por 18 a 30 carbonos en cadena lineal. Su estructura molecular se compone de macro cristales con forma de aguja que a diferencia de las ceras microcristalinas si se aglomeran y por ende si es causante de que se formen depósitos y existan taponamientos dentro de la formación y en líneas de producción.



**Figura 12 Ceras microcristalina a la derecha y parafinas microcristalinas a la izquierda**

**Fuente:** (Acevedo, 2010)

#### **2.3.4 Factores que influyen en la precipitación de parafinas**

Venkatesan et al., (2007), señalan que la precipitación de n-parafinas o ceras constituye la etapa inicial del proceso de deposición de parafinas en los sistemas de producción. En algunos casos, estos términos son confundidos como sinónimos en el ámbito operativo sin embargo son fenómenos distintos.

La precipitación ocurre cuando el crudo que es transportado a través de las líneas de producción experimenta cambios en sus condiciones. Un factor determinante es la disminución de temperatura que provoca que las moléculas de parafina pierdan solubilidad y se comiencen a precipitar, formando cristales sólidos.

Por otro lado, la definición de deposición ocurre cuando los cristales precipitados se adhieren de manera progresiva a las paredes internas de la tubería por diferentes

mecanismos y generan acumulaciones que restringen el flujo, no obstante, la temperatura no es el único motivo de la precipitación de parafinas.

En la industria petrolera, durante la producción de crudo, se dan una serie compleja de fenómenos fisicoquímicos y termodinámicos que dan paso a cambios en las condiciones de trabajo, en consecuencia, hace que se separen partículas de la fase tales como parafinas, asfaltenos y resinas y se sedimenten en las tuberías causando obstrucciones.

Álzate Munera & Rubiano Guevara, (2023), señalan que algunos de los factores que influyen son:

**Tabla 2**

*Factores que influyen en la precipitación de parafinas*

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>
Temperatura	Esta variable es uno de los principales causantes debido a su relación con la solubilidad. Desde que aparece el primer cristal que se denomina temperatura de cristalización, y a medida que va bajando la temperatura los cristales crecen y se llega a la temperatura de punto de fluidez en donde el crudo ya no fluye.
Composición fisico-química del crudo	Amaya Bohórquez et al., (2012), explican que experimentos revelaron que cuando la composición de una mezcla es más ligera debido a la reducción de su peso molecular, su punto de cristalización disminuye y es favorable para asegurar el flujo de hidrocarburos
Presión	Amaya Bohórquez et al., (2012), señalan que la variación de presión por debajo de la presión de burbuja, causa volatilización y liberación de los componentes más ligeros y en consecuencia favorece el inicio de precipitación de parafinas.

Caudal de producción	Los caudales bajos ocasionan pérdida de calor en los alrededores y favorece a que la temperatura descienda hasta el punto de cristalización y por ende precipitación y deposición de parafinas.
Tipo y rugosidad de la tubería	Theyab, (2018), señala que las superficies ásperas y porosas, como las tuberías de acero ofrecen sitios de nucleación en donde se facilita el crecimiento de los cristales de parafina.
Efecto de finos y sedimentos	Como tal la arena fina y los sedimentos son un factor causante de la precipitación de parafinas, pero ocasionan que se separen más rápido del crudo pues sirven como núcleos que forman cristales de parafina más grandes.(Acevedo, 2010)
Agua	Se ha demostrado que cuando un pozo tiene una producción considerable de agua, esta funciona como un agente preventivo debido a que su calor específico es el doble que el crudo y por lo tanto contiene suficiente calor para prevenir que el crudo llegue al punto de cristalización. (Betancourt, 1998)

**Elaborado por:** Tommy Merejildo

### 2.3.5 Mecanismos de deposición de parafinas

Venkatesan et al., (2007), indican que para que ocurra deposición de parafinas en la tubería se deben cumplir dos condiciones fundamentales:

- La temperatura del petróleo cercana a la pared debe ser inferior a la temperatura de aparición de ceras o punto de nube (WAT- Wax Appearance Temperature)
- La temperatura de la pared debe ser menor que la del fluido

Estas dos condiciones térmicas, generan un gradiente radial que favorece la precipitación y posterior adherencia, también destaca que existen otros mecanismos detallados a continuación:

**Tabla 3**

*Mecanismos de deposición de parafina*

<b>Mecanismo</b>	<b>Descripción</b>
<b>Difusión Molecular</b>	Este fenómeno es impulsado principalmente por un gradiente de temperatura radial entre el fluido y la pared. Se produce cuando la temperatura de la pared es menor que la del fluido y la concentración de parafina disuelta es relativamente alta.
<b>Dispersión por cizallamiento</b>	Se da en flujos turbulentos en donde las partículas migran lateralmente hacia las zonas de baja velocidad, por lo general cerca de la pared. Ocurre cuando los cristales de parafina en suspensión son empujados por el esfuerzo cortante generado por el flujo.
<b>Difusión Browniana</b>	Se da en flujos laminares y temperaturas cercanas a la temperatura de aparición de ceras (WAT), y es el movimiento al azar de partículas pequeñas de parafina en suspensión dentro del flujo, que contribuye a su migración hacia la pared de la tubería
<b>Sedimentación por gravedad</b>	Se da cuando las partículas de parafina más pesadas tienden a depositarse por gravedad en el fondo de la tubería, se presenta comúnmente en tuberías horizontales y con baja velocidad de flujo donde la presión del fluido es insuficiente

para mantener en suspensión las partículas.

---

**Elaborado por:** Tommy Merejildo

**Nota:** Información adaptada de (Theyab, 2018)

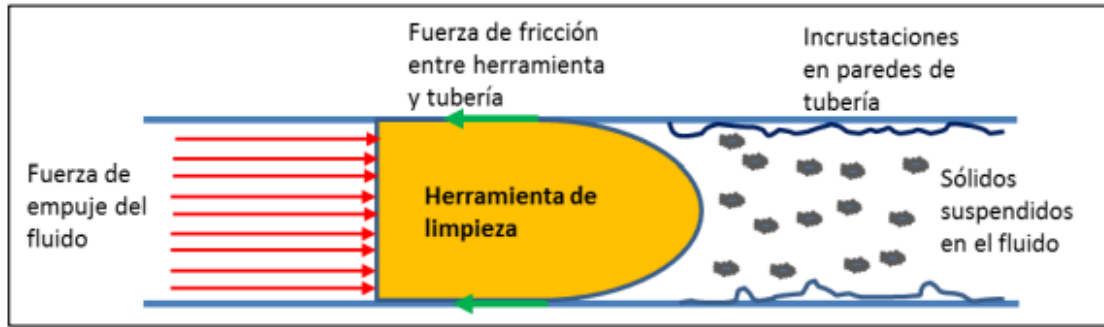
### **2.3.6 Mecanismos convencionales para el control de parafinas**

Baruah, (2001), menciona que los principales métodos para mitigar parafinas son los métodos térmicos, mecánicos y químicos. Sin embargo, al ser métodos que no limpian las tuberías de manera eficiente se suelen usar la combinación de métodos dependiendo de las características de los depósitos de parafina y donde se encuentre el problema que puede presentarse dentro del pozo o en las facilidades de superficie.

#### **2.3.6.1 Métodos mecánicos**

Baruah, (2001), define a este tipo de mantenimiento de carácter correctivo y se recomienda su aplicación cuando la dureza y las deposiciones son suficientemente grandes y solo se pueden remover mediante raspado físico. En este método se utilizan raspadores, también conocidos como scrapers y los cerdos, también llamados pigs o marranos, los cuales tienen como objetivo limpiar la tubería de sedimentos e incrustaciones, además se puede hacer estudio de los sedimentos retirados para posible aplicación de métodos químicos.

Vargas & López, (2017), indican que los poly pig tienen una forma cilíndrica o tipo bala, están fabricados con espuma de uretano, están diseñadas con distintas densidades y recubrimiento según la necesidad, mientras que los scrapers por lo general están compuestos por copas o discos de uretano, y también la combinación de ambos. Su funcionamiento consiste en que los poly pig o scrapers se mueven por la presión del fluido que los empuja en el interior de la tubería, en su desplazamiento va rozando con las paredes de la tubería liberando alguna obstrucción, permitiendo así, una mejora en el caudal.



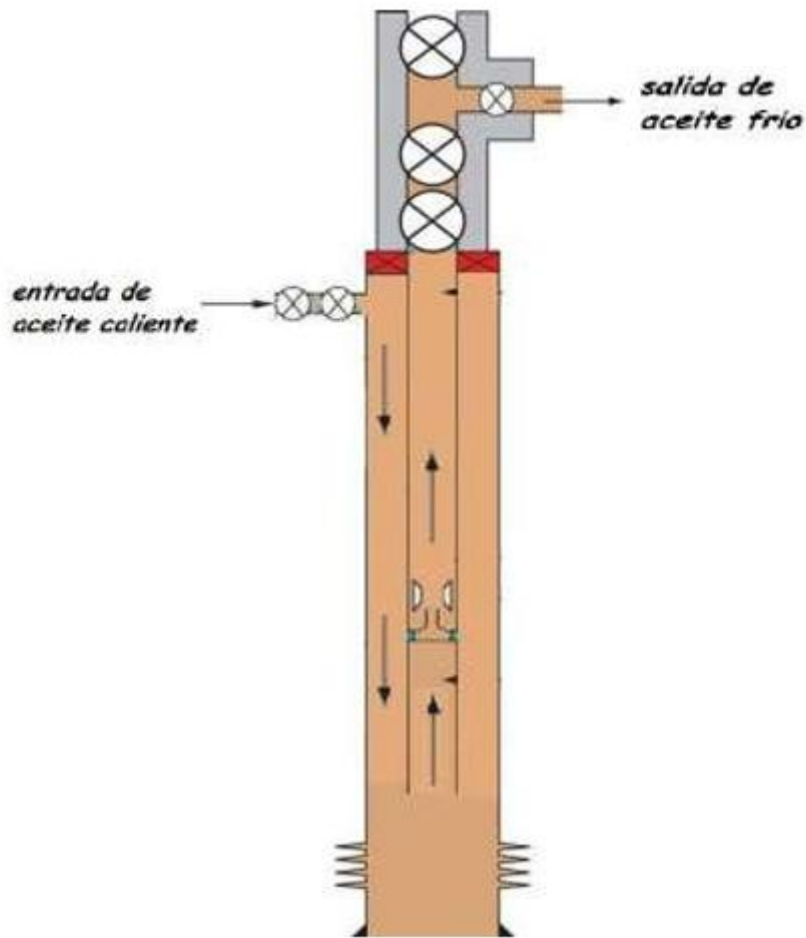
**Figura 13 Principio del método mecánico**

**Fuente:** (Vargas & López, 2017)

### 2.3.6.2 Método térmico

Baruah, (2001), define a este método como un método preventivo-correctivo, es recomendable cuando los depósitos son ligeros a moderados, consiste en elevar la temperatura del crudo por encima de la temperatura de aparición de cera o punto de nube (WAT) por medio de inyección de fluidos como agua o vapor caliente o aceite caliente dentro de la instalación, aunque también puede instalarse de manera externa. Con esto los depósitos se suavizan, se derriten y son retirados por la corriente de hidrocarburos.

Elkatory et al., (2022), mencionan que el calentamiento mediante fluidos calientes o electricidad es útil para remover depósitos de parafina en pozos y líneas cortas de flujo, además ayuda a mantener la temperatura del crudo constante evitando la deposición de parafinas. Sin embargo, es un método que tiene limitaciones ya que puede concentrar los componentes pesados del crudo, dificultando su movilización, además de que los fluidos almacenados se pueden volver a cristalizar generando geles y lodos.



**Figura 14 Método térmico - Inyección de aceite caliente**

**Fuente:** (Candelo & Carvajal, 2010)

### 2.3.6.3 Métodos químicos

Alfonso & González, (2016), mencionan que los métodos químicos como el uso de solventes, dispersantes o modificadores de cristal ayudan a prevenir, retrasar o minimizar la depositación de parafinas, además de señalar que estos se realizan por medio de baches, intermitentes o por presión. También resalta la importancia de la caracterización del crudo, las características de la parafina y la eficiencia de los inhibidores de parafina para poder seleccionar el producto dependiendo del caso, pues algunos tratamientos químicos pueden ser efectivos para determinados pozos mientras que para otros no tendrán la misma eficiencia inclusive en pozos de un mismo reservorio.

Coronado & Guerra, (2016), proponen que al realizar un tratamiento con productos químicos es necesario tener en cuenta:

- Seleccionar el mejor producto químico en base a las propiedades físicas de la parafina
- Efectuar ensayos preliminares y evaluar los resultados obtenidos
- Determinar la concentración óptima que garantice un control eficiente
- Establecer las condiciones operativas y la metodología de aplicación para asegurar la eficacia del tratamiento



**Figura 15 Limpieza de líneas a cargo de la empresa Cemestim en el bloque GGV**

**Fuente:** Cemestim

### **2.3.6.3.1 Solventes**

Araki, (2021), indica que los solventes que más son usados dentro de la industria se clasifican en aromáticos tales como xileno y tolueno, y alifáticos tales como diésel, kerosene y condensado. Se usan para inhibir depósitos orgánicos por su composición que tiene una gran cantidad de aromáticos, su capacidad de solvencia se basa en el peso la temperatura y la presión del solvente por lo que es necesario hacer las pruebas antes de su aplicación.

Alfonso & González, (2016), destacan que el condensado, butano y pentano tienen ventaja respecto al resto de solventes debido a que son bastante rentables pues se suelen obtener a bajo costo. En pozos con problemas de parafinas en donde la cantidad de asfaltenos es relativamente baja comúnmente se usan solventes alifáticos, sin embargo, también cabe recalcar que si tiene un porcentaje significativo de asfaltenos no es recomendable el uso de alifáticos como el diésel y el keroseno.



**Figura 16** Uso de zolvexc para disolver parafinas

**Fuente:** Cemestim

### **2.3.6.3.2 Dispersantes**

González et al., (2010), mencionan que el objetivo del uso de dispersantes es crear una película protectora en la pared de la tubería que ralentiza el proceso de acumulación de cristales de parafina, además de reducir las fuerzas de atracción entre los cristales. La estructura química de estos permite que un extremo atraiga las moléculas de parafina mientras el otro es soluble en agua o aceite, como resultado, las moléculas de parafina que ya se encuentran precipitadas permanecen dispersas en el fluido evitando que se aglomeren y formen depósitos más grandes en las paredes de la tubería.

Elkatory et al., (2022), mencionan que los dispersantes además de evitar la aglomeración de los cristales, también puede ser combinado con modificadores de cristal o con calor controlado para mejorar la eficiencia de la limpieza de las líneas de producción, esta combinación permite que los depósitos de parafina se fragmenten en partículas más pequeñas reduciendo la formación de geles o lodos. Menciona que algunos investigadores han desarrollado sus propias mezclas de dispersantes, que evitan el crecimiento de los cristales y disminuye el punto de fluidez del crudo, pero son tratamientos costosos y riesgosos.

### **2.3.6.3.3 Surfactantes**

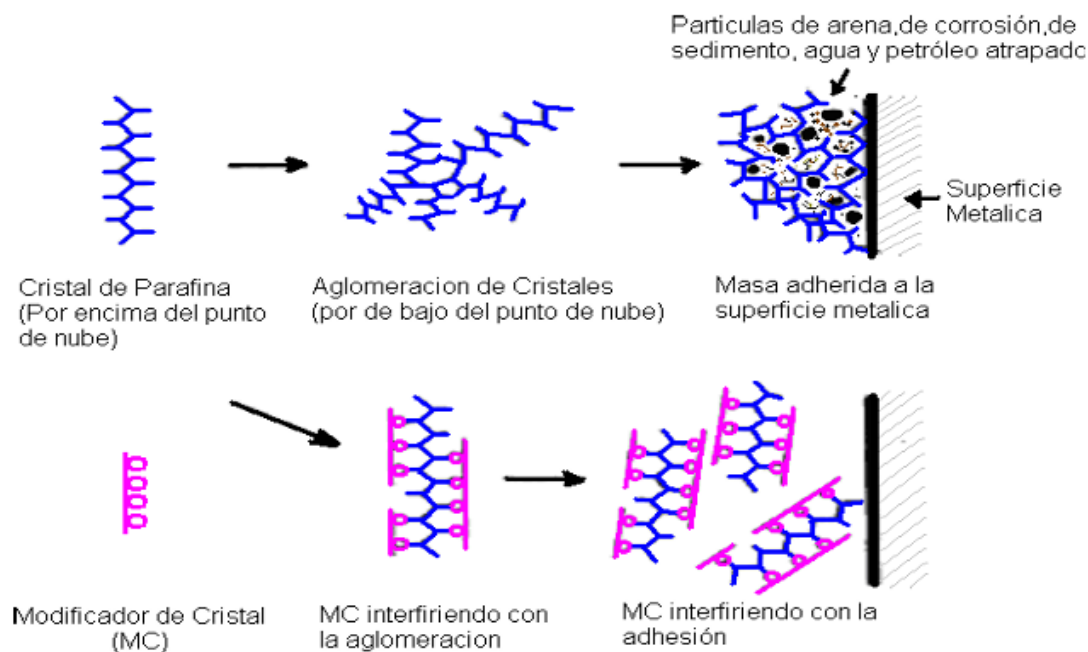
Araki, (2021), menciona que los surfactantes, también denominados detergentes de parafinas, funcionan como agentes tensoactivos que actúan sobre la formación, tuberías de producción y facilidades de superficie, evitando la aglomeración de parafinas. Estos forman una capa que evita el contacto entre los cristales de la parafina y la tubería, también menciona que en algunos casos se hace el uso de surfactantes como agentes solubilizantes para agentes nucleantes, y como resultado se previene la agrupación de parafinas.

Al-Sabagh et al., (2007), mencionan que existe una relación directa entre las propiedades de los surfactantes y la capacidad para reducir el punto de fluidez del crudo, esto se explica por su capacidad de adsorción aquellas que presentan un valor negativo se adhieren fuertemente a los cristales de parafina, evitando su crecimiento. Este comportamiento refleja el comportamiento del surfactante para controlar la deposición de parafinas en líneas de producción.

### **2.3.6.3.4 Modificadores de cristal**

Los modificadores de cristal son compuestos químicos que reducen la tendencia de los cristales de parafina a unirse entre sí. Son muy comunes en tuberías en las que se transporta crudo de alto contenido parafínico, como resultado evitan que se formen depósitos y se formen adherencias en las paredes de la tubería. Este método ayuda a retardar el tiempo de aparición de parafinas. (González et al., 2010).

Los modificadores de cristal suelen estar formados por estructuras poliméricas con similitudes a la parafina y poseen cadenas laterales que interactúan directamente con la formación de cristales, gracias a esto se incorporan dentro de una malla cristalina y altera la tendencia de las moléculas de parafina a unirse entre sí. Su efectividad depende de una inyección continua antes de que el crudo alcance su punto de enturbiamiento y se comiencen a precipitar los cristales de parafina. (Alfonso & González, 2016)



**Figura 17 Funcionamiento de los modificadores de cristal**

**Fuente:** (Andres & Rojas, 2006)

### 2.3.7 Mecanismos no convencionales para el control de parafinas

Existen métodos alternativos a las tecnologías convencionales que presentan diferente forma de operación, pero mantienen el mismo objetivo: prevenir la acumulación de depósitos de parafinas en la formación y en las líneas de producción. Estas tecnologías emergentes incluyen métodos magnéticos, microbiológicos y recubrimientos térmicos

Según Acevedo, (2010):

- **Método magnético:** Este método altera la orientación de los polos magnéticos de las moléculas de parafina con el fin de reducir la fuerza de atracción durante el proceso de cristalización para evitar la aglomeración de cristales.
- **Métodos microbiológicos:** Este método hace uso de microorganismos que posean la capacidad de degradar parafinas de alto peso molecular a fracciones de hidrocarburos más livianas a través de su metabolismo.

- **Recubrimientos térmicos:** Este método consiste en aislar la temperatura mediante recubrimientos térmicos a las tuberías, y mantener la temperatura del fluido por encima del punto de nube. Es de gran utilidad en sistemas offshore.



Figura 1.8 a) Revestimiento en tubería



b) Revestimiento



c) Revestimiento en línea de conducción

**Figura 18 Aislamientos térmicos de tubería**

**Fuente:**(Acevedo, 2010)

## 2.4 CGN (CONDENSADO DE GAS NATURAL)

Speight, (2020), define al condensado de gas natural como una mezcla de hidrocarburos líquidos livianos que se separan del gas, cuando se enfría o es sometido a una reducción de presión durante el proceso de producción. Están compuestos por un rango de C5 a C10, lo que le da características similares entre un gas liviano a un crudo muy ligero. Generalmente está constituido por hidrocarburos alifáticos (lineales y ramificados) y una fracción pequeña de hidrocarburos aromáticos como pentano, hexano, tolueno, xileno y benceno. Esta composición le otorga una naturaleza no polar que es clave para la disolución de parafinas por su afinidad molecular.

Dentro de la industria se considera un solvente natural debido a sus propiedades y composición, es importante recalcar que no todos los condensados tienen la misma capacidad de solvencia ni las mismas propiedades, pero suelen ser efectivos para la disolución de parafinas en los sistemas de producción.

### 2.4.1 Proceso de obtención del condensado de gas natural

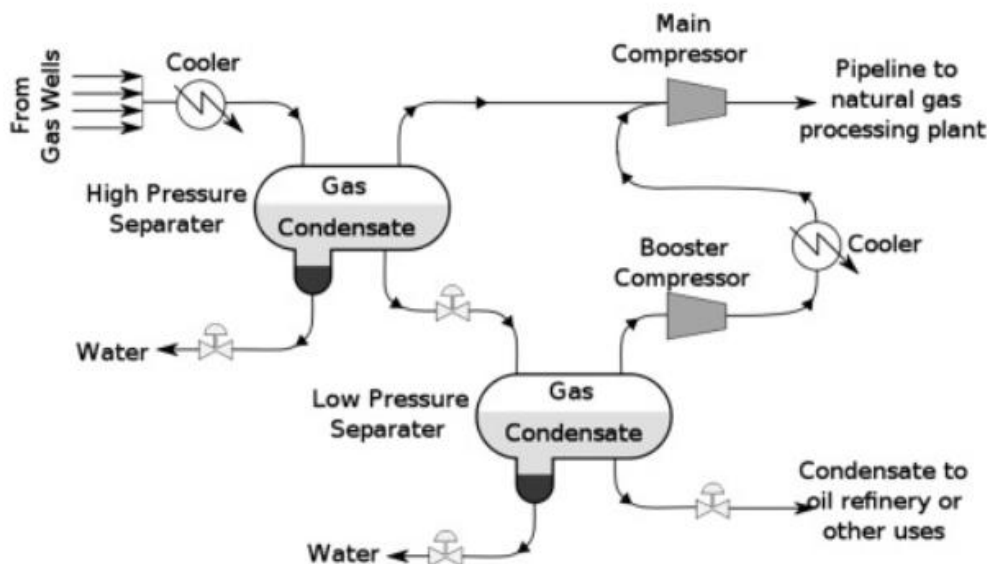
Speight, (2020), señala que el condensado se obtiene a partir de la corriente de gas producida en un pozo o grupo de pozos, en primer lugar, el gas se enfría hasta alcanzar una temperatura inferior a la del punto de rocío, y como resultado los hidrocarburos más pesados presentes en la corriente se condensan y pasan a estado líquido.



**Figura 19 Planta de gasolina Pacifpetrol S.A**

**Fuente:** Pacifpetrol

Esta mezcla compuesta de condensado líquido, gas y agua se conduce hacia un separador de alta presión para poder dividir sus fases. El condensado líquido pasa a través de una válvula de control o estrangulamiento hacia un separador de baja presión, lo que provoca una vaporización instantánea parcial es decir una parte de líquido se transforma nuevamente en gas. Luego el gas separado se comprime y se mezcla con el proveniente del primer separador para enviarlo a la planta de procesamiento. El líquido separado en este proceso constituye el condensado de gas natural que se compone de hidrocarburos livianos.



**Figura 20** Proceso de obtención de CGN

Fuente: (Speight, 2020)

#### 2.4.2 Mecanismo de acción del CGN como solvente

Tanirbergenova et al., (2022), mencionan en su estudio que la capacidad de disolución de las parafinas depende directamente del tipo de hidrocarburos presentes en el solvente. Los hidrocarburos alifáticos, nafténicos y aromáticos influyen en el contenido de la fase cristalina y el punto de fusión de las parafinas. También recalca que el grado de cristalinidad de las parafinas directamente proporcional a la alifaticidad del solvente ya que ambos disminuyen, mientras que los puntos de fusión aumentan. Bajo esta premisa, los solventes alifáticos como el CGN, tienen buena capacidad de ablandamiento y dispersión de las ceras, pero su poder de disolución total es mucho menor que solventes como el xileno y tolueno.

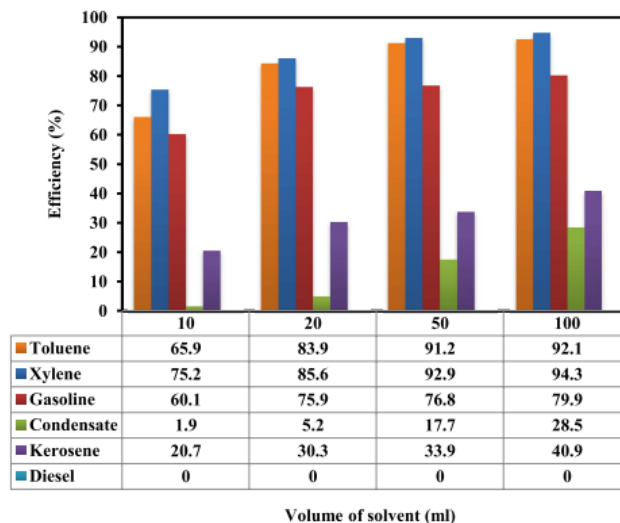
Zainal Abidin et al., (2023), en su estudio mencionan que “la disolución de depósitos de parafina encontró su punto de saturación a los 90 min en remojo, especialmente en solventes como el condensado”. Según esto, solventes como el condensado de gas junto con otros hidrocarburos, alcanzan un nivel de saturación después de un periodo de tiempo, lo que indica que la capacidad de disolución disminuye con el tiempo, y refleja que el solvente pierde capacidad para continuar disolviendo y fragmentando parafina en función del tiempo de contacto.

### 2.4.3 Comparación entre solventes aromáticos y alifáticos

Según los resultados de Norouzpour et al., (2023), detallan que pudieron seccionar varios solventes en tres grupos:

- Grupo 1 (xileno, tolueno, gasolina): El xileno y el tolueno, son solventes aromáticos por ende son altamente efectivos frente a compuestos orgánicos, la gasolina es un solvente alifático, pero con impurezas aromáticas que le permiten tener buena eficiencia, por otro lado, la desventaja son los costos elevados y riesgos de seguridad.
- Grupo 2 (keroseno, condensado de gas natural): Son solventes alifáticos, con menor eficiencia frente a los aromáticos, pero con ventajas operativas: son más económicos accesibles y seguros para aplicaciones de campo.
- Grupo 3 (diésel), Tuvo los resultados menos favorables en la eficiencia para disolver asfaltenos y parafinas.

En general los solventes alifáticos como el CGN representa un equilibrio entre eficiencia, seguridad y costos.



**Figura 21** Eficiencia del solvente en relación al volumen

**Fuente:** (Norouzpour et al., 2023)

#### 2.4.4 Ventajas y limitaciones del uso del CGN para limpieza de líneas

Según los estudios de (Ivanova & Semenov, 2020), (Norouzpour et al., 2023),(Araki, 2021), se pueden inferir ventajas y desventajas del uso de CGN como solvente:

##### Ventajas

- **Disponibilidad local:** En varios campos petroleros se obtiene como subproducto del gas natural, en el Bloque GGV se obtiene mediante la captación de gas en la planta de gasolina.
- **Eficiencia comprobada:** Se ha usado el condensado de gas natural como solvente de parafinas y asfaltenos e incluso como podría mejorar su rendimiento combinado con otros solventes orgánicos.
- **Costos reducidos:** Es menos costoso en referencia a otros métodos y el uso de otros solventes, debido a que se obtiene la materia prima de los pozos.
- **Viscosidad:** Es muy baja alrededor de 0.3 a 1 cP por lo que facilita el bombeo y manejo

##### Limitaciones

- **Composición del crudo y del CGN:** La proporción varía según el campo y las condiciones de separación por lo que puede afectar su eficiencia como solvente.
- **Alta volatilidad:** Parte del condensado puede evaporarse durante su manipulación o inyección lo que reduce el tiempo de contacto con los depósitos de parafina.
- **Condiciones operativas:** Su eficacia depende de la temperatura, presión y tiempo de exposición.

## **CAPITULO III: METODOLOGÍA**

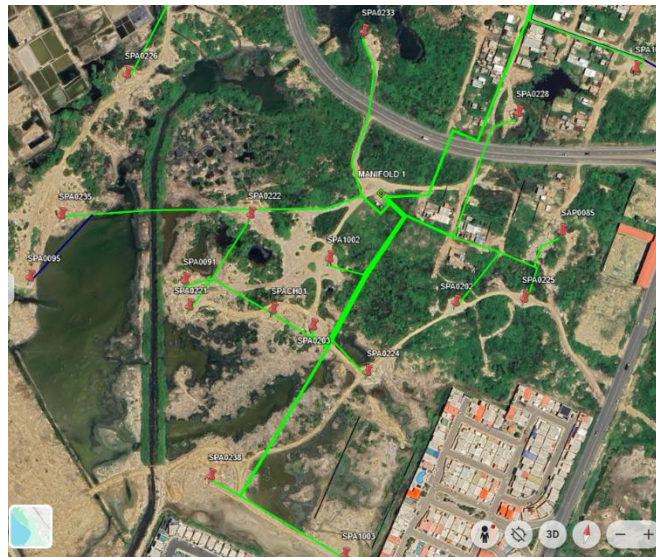
### **3.1 TIPO DE ESTUDIO**

El presente estudio es de tipo experimental aplicada, pues busca evaluar mediante pruebas de laboratorio, la efectividad del CGN como disolvente de parafinas en líneas de producción presentes en el crudo de pozos ubicados en la sección Santa Paula del bloque Gustavo Galindo Velasco.

Los ensayos se realizaron simulando el comportamiento de las parafinas en presencia de los solventes, mediante pruebas de laboratorio en las que se pudo observar parámetros importantes como el tiempo de acción y reacción, tiempo y efectividad de solvencia, y prueba en líneas de producción para verificar que no cause daños a las tuberías. Se utilizaron muestra de crudo y parafina proporcionadas por la empresa Pacifpetrol S.A.

### **3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA**

La población usada para este estudio se conforma por 13 pozos en estado productivo conectados al “Manifold 1”, ubicados la sección Santa Paula del bloque Gustavo Galindo Velasco operado por la empresa Pacifpetrol.



**Figura 22 Diagrama de líneas de producción**

**Fuente:** Pacifpetrol S.A

**Tabla 4**

*Pozos conectados al manifold 1*

Pozo	Estado	Sistema de Extracción	Producción diaria aprox. (BPPD)	°API	TD (ft)	Coordenada X	Coordenada Y
SPA0233	Productivo	PL	4	32	2500	508626.9	9751233.9
SPA0235	Productivo	BM	3	28.8	2580	508338.68	9750963.44
SPA1002	Productivo	BM	2.5	29.9	2480	508657	9750970
SPA0238	Productivo	BM	2	29.7	2304	508572.6	9750715.2
SPA0221	Productivo	BM	1.5	29.9	1836	508506.25	9750894.8
SPA0203	Productivo	BM	1.33	26.1	751	508641	9750904
SPA1003	Productivo	BM	1	30.7	2520	508739	9750663.52
SPA0085	Productivo	BM	0.4	27.5	627	508905.47	9751066.55
SPA0225	Productivo	BM	0.38	30.2	2553	508870.81	9750986.75
SPA0202	Productivo	BM	0.3	28.2	781	508796.22	9750964.7
SPA0222	Productivo	BM	0.3	30.8	2181	508550.4	9751010.6
SPA0091	Productivo	BM	0.3	26.7	749	508495.24	9750921.09
SPACH01	Productivo	BM	0.2	30	2000	508597.53	9750911.32

**Elaborado por:** Tommy Merejildo

**Fuente:** Pacifpetrol

Para el muestreo y el desarrollo experimental, se seleccionó 5 pozos con mejor tasa de producción diaria, este criterio se fundamenta en la necesidad de mantener operativas las líneas de producción de pozos con mejor potencial. Los pozos seleccionados fueron SPA0233, SPA0235, SPA1002, SPA0238 y SPA0221.

### **3.3 DISEÑO EXPERIMENTAL**

El presente trabajo se enmarca en un diseño cuasi-experimental, seleccionando de manera estratégica los pozos en función de su relevancia operativa, su nivel producción y la obtención de muestras.

El objetivo primordial es evaluar la efectividad del condensado de gas natural (CGN) como disolvente de parafinas presentes en las líneas de producción, considerando su comportamiento físico químico como su viabilidad técnica con condiciones simuladas.

### **3.4 MÉTODOS Y MATERIALES**

#### **3.4.1 Prueba de la mancha**

Esta prueba tiene como finalidad evaluar de manera cualitativa la compatibilidad del crudo en presencia del solvente en este caso CGN, este método permite observar que no existan reacciones adversas al momento de ejecutar la limpieza. El análisis de los resultados se basa en evaluar visualmente la presencia de un anillo oscuro de asfaltenos precipitados en la muestra, se considera inestable las muestras de categoría 3 en adelante. Para este método se logró conseguir muestras de crudos de los pozos SPA0235, SPA0233, SPA1002, SPA1003 Y SPA0238 proporcionadas por la empresa.

Bambinek et al., (2023) señalan que la prueba de la mancha o también conocida como spot test es la prueba más común para determinar la estabilidad y compatibilidad entre hidrocarburos. Para determinar la estabilidad se debe colocar una gota de la mezcla entre solvente y crudo en papel filtro, luego se debe calentar el papel filtro en un horno por una hora y asignarlo a una de las 5 categorías:

**Tabla 5***Categorización de las manchas en la prueba de la mancha*

<b>Categoría</b>	<b>Características de la mancha</b>
<b>1</b>	Mancha homogénea sin anillo interior
<b>2</b>	Anillo interior débil o sin definición
<b>3</b>	Anillo interior delgado y bien definido y ligeramente más oscuro
<b>4</b>	Anillo interior definido, más grueso
<b>5</b>	Arena sólida muy oscura o casi sólida en el centro, el área central es más oscura que el fondo

**Elaborado por:** Tommy Merejildo

**Nota:** Información adaptada de Bambinek et al., (2023)

### **Materiales**

- Crudo de los pozos (SPA0235, SPA0233, SPA1003, SPA1002, SPA0238)
- Condensado de gas natural
- Papel filtro
- Bureta
- Horno
- Vaso de precipitación
- Agitador
- Balanza
- Pipeta

### **Procedimiento**

- Se pesaron 5g de crudo y se colocó en un vaso de precipitación
- Se adicionó gotas de 1 mL de CGN en la muestra de crudo con la ayuda de una bureta y se mezcló para que se homogenice.
- La mezcla se depositó sobre papel filtro de manera uniforme con una pipeta.
- Se repitió el proceso hasta un volumen de 25 mL de CGN
- Se calentó el papel filtro en un horno durante 30 min
- Se categorizó las manchas de acuerdo con la teoría

### **3.4.2 Prueba de solvencia**

Esta prueba tiene como finalidad evaluar la efectividad del condensado de gas natural de disolver depósitos de parafina presentes en las líneas de producción, y observar de manera practica los tiempos de disolución, tiempo de saturación del solvente, y la variación de parafina disuelta en intervalos de tiempo. De acuerdo con el estudio de Zainal Abidin et al., (2023), los solventes basados en hidrocarburos como el tolueno el xileno y el CGN, tienen comportamientos similares, disuelven rápidamente la parafina al inicio, pero luego la tasa de disolución disminuye, por ello es importante este ensayo.

Para este ensayo de laboratorio por motivos de que no todos los pozos han tenido servicios de mantenimiento recientes y se necesitan paradas operativas para obtener muestras, no fue factible recolectar muestras de parafinas de todos los pozos. Por lo tanto, se usó las parafinas disponibles de los pozos SPA0235, SPA0233, ANC0093, ANC0024 proporcionadas por la empresa Pacifpetrol S.A.

#### **Materiales**

- Parafina de los pozos (SPA0235, SPA0233, ANC0093, ANC0024)
- Condensado de gas natural
- Vaso precipitación
- Cronometro
- Agitador
- Balanza
- Probeta

#### **Procedimiento**

- Se pesaron 10 gr de parafina y se colocaron en un vaso de precipitación
- Se midió 100 mL de CGN con una probeta y se añadió al vaso de precipitación con la parafina
- Se dejó reposar en intervalos de tiempo de 40, 80 y 120 min
- En cada intervalo, se agitó durante 1 min para favorecer la disolución
- Se observó la efectividad del solvente en cada intervalo de tiempo y el momento en el que el condensado deja de ser efectivo y no disuelve más parafina porque alcanza su nivel de saturación.

### 3.4.3 Establecimiento de condiciones operativas

Para establecer las condiciones operativas del uso del CGN en la limpieza de líneas, se integró la información técnica proporcionada por la empresa Pacifpetrol S.A con los resultados de las pruebas de laboratorio para establecer tiempos de contacto y pruebas de compatibilidad.

Debido a que es un enfoque teórico, las condiciones operativas se determinaron de manera analítica, a partir de procedimientos de limpieza química previamente utilizadas en el campo junto a las observaciones experimentales de laboratorio

Este procedimiento se desarrolló de la siguiente manera:

- Se recopilaron datos sobre las líneas de producción como material, especificaciones técnicas y diámetro (Anexo 1), adicionalmente se recopiló el procedimiento de una limpieza química previa explicada durante una visita técnica, que fue útil para comprender el proceso y elaborar un diagrama de flujo. Las evidencias fotográficas se presentan en los anexos.
- A partir del diámetro interno y la longitud total de cada línea, obtenida del archivo KMZ proporcionado por la empresa Pacifpetrol S.A, se estimó el volumen interno y el volumen de CGN requerido en condiciones normales y considerando una obstrucción del 20% de la línea.
- En base a la información recopilada y los resultados experimentales, se determinó parámetros de referencia, como el volumen de inyección, tiempo de contacto, y el tipo de inyección, además de una propuesta para la limpieza de líneas con CGN plasmados en un diagrama de flujo

# **CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

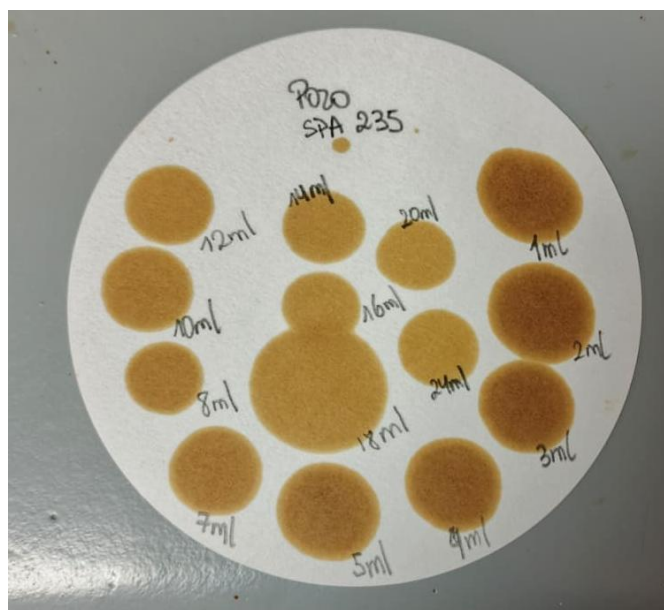
## **4.1 PRUEBA DE LA MANCHA**

Los resultados de la prueba de la mancha demostraron que todas las mezclas entre el crudo y el CGN fueron compatibles, sin evidencias de inestabilidad debido a que no mostro formación de anillos oscuros o floculación de asfaltenos, lo que indica que no induce a separación de fases y se forma una mezcla homogénea. Las pruebas se realizaron con los crudos provenientes de los pozos SPA0235, SPA0233, SPA1002, SPA1003, SPA0238 utilizando diferentes proporciones de condensado de gas natural como solvente.

En general, las manchas obtenidas mostraron mejor estabilidad y homogeneidad visual a medida que se aumentó la proporción solvente-crudo. No se observó presencia de anillos definidos que evidencien incompatibilidad en el sistema, esto significa que el condensado de gas natural producido en la empresa es compatible con los crudos parafínicos evaluados.

### **4.1.1 Resultados obtenidos de la prueba de la mancha del pozo SPA0235**

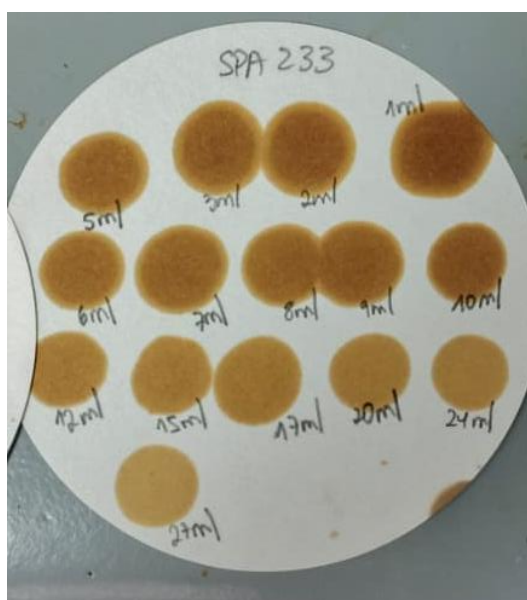
A volúmenes bajos, entre 1 y 4 mL de CGN, se observó un anillo poco definido asociado a floculación parcial de asfaltenos, en cambio al aumentar el volumen del solvente en un rango entre 6 y 12 mL, las manchas en la muestra se ven más homogéneas, lo que evidencia mejor estabilidad coloidal evitando que se floculen asfaltenos y se formen anillos oscuros. Mientras que con volúmenes mayores a 12 mL se logra apreciar manchas totalmente homogéneas y sin presencia de anillos lo que indica una compatibilidad entre el solvente y el crudo, como resultado estaría categorizado en una escala de entre 1 y 2 dependiendo de la cantidad de solvente.



**Figura 23 Resultados de la prueba de la mancha del pozo SPA0235.**

#### **4.1.2 Resultados obtenidos de la prueba de la mancha del pozo SPA0233**

El comportamiento del crudo del pozo SPA0233 presentó manchas similares al crudo del SPA0235. A volúmenes bajos de condensado de gas natural mostró una leve inestabilidad asociada a floculación de asfaltenos, y manchas más homogéneas y dispersas en volúmenes más grandes de condensado de gas natural y sin anillos, evidenciando buena miscibilidad con el solvente.



**Figura 24 Resultados de la prueba de la mancha del pozo SPA0233**

#### 4.1.3 Resultados obtenidos de la prueba de la mancha del pozo SPA0238

La prueba de la mancha del pozo SPA0238 mostró una tendencia similar a la observada en los pozos anteriores, ya que conforme aumenta el volumen del solvente las manchas presentan menor intensidad y muestran una apariencia más uniforme, este comportamiento sugirió buena estabilidad coloidal debido a que no hay formación de anillos oscuros que demostraran floculación de asfaltenos, en conclusión, existe buena compatibilidad entre el solvente y el crudo.

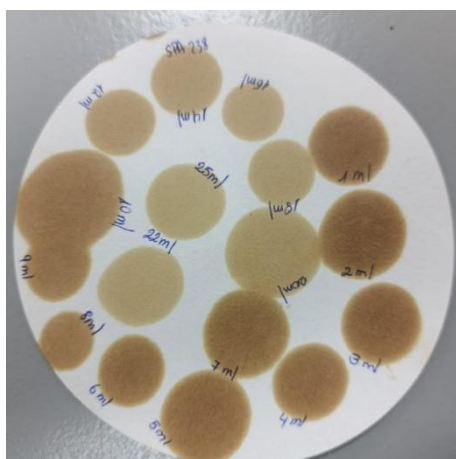


Figura 25 Resultados de la prueba de la mancha del pozo SPA0238

#### 4.1.4 Resultados obtenidos de la prueba de la mancha del pozo SPA1002

La prueba de la mancha del pozo SPA1002 no mostró formación de anillos en ninguno de los volúmenes de condensado que se usaron, las manchas al principio presentaron una coloración más oscura a volúmenes bajos, pero se aclararon progresivamente conforme aumentaba la cantidad de solvente, evidenciando buena dispersión de los componentes pesados del crudo en la fase líquida.

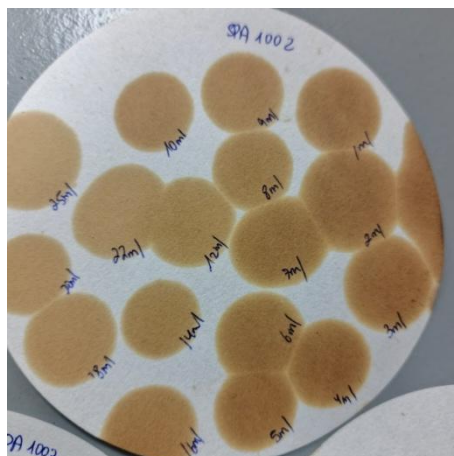
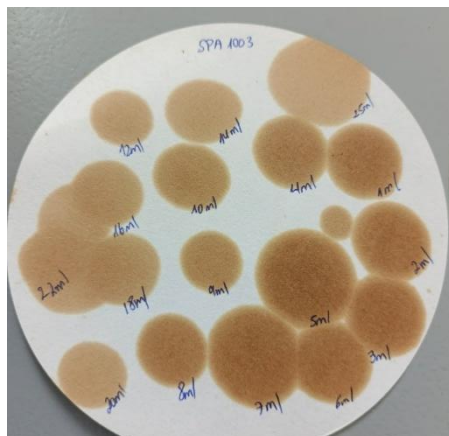


Figura 26 Resultados de la prueba de la mancha del pozo SPA1002

#### 4.1.5 Resultados obtenidos de la prueba de la mancha del pozo SPA1003

La prueba de la mancha del pozo SPA1003 se observó precipitación de asfaltenos a volúmenes bajos de condensado de gas natural, y se reflejó una mejora en volúmenes superiores a 10 ml en donde se presentan manchas homogéneas y de menor intensidad debido a que existe mejor dispersión de asfaltenos.



**Figura 27 Resultados de la prueba de la mancha del pozo SPA1002**

#### 4.1.6 Tabulación de resultados de la prueba de la mancha

**Tabla 6**

*Resultados de la prueba de la mancha*

Pozo	Comportamiento a volúmenes de solvente entre 1 y 4 ml	Comportamiento a volúmenes de solvente entre 6 y 12 ml	Comportamiento a volúmenes de solvente mayores a 12 ml	Categorización de compatibilidad
SPA0235	Anillo levemente definido y floculación de asfaltenos leve	Manchas con mayor claridad y mejor dispersión	Manchas claras y homogéneas, sin formación de anillos	1
SPA0233	Leve inestabilidad y manchas oscuras	Manchas más claras y con mejor homogeneidad	Manchas claras y homogéneas, buena estabilidad coloidal	1
SPA0238	Manchas oscuras con un anillo poco definido	Manchas más claras y uniformes	Manchas claras y homogéneas	1
SPA1002	Manchas oscuras sin un anillo definido	Dispersión uniforme de la mezcla	Manchas claras y homogéneas	1

<b>SPA1003</b>	Anillo levemente definido y floculación de asfaltenos leve	Manchas más claras y uniformes	Manchas claras y homogéneas	1
----------------	--	--------------------------------	-----------------------------	---

**Elaborado por:** Tommy Merejildo

## 4.2 PRUEBA DE SOLVENCIA

La prueba de solvencia permitió evaluar la eficiencia del condensado de gas natural, obtenido de la planta de gasolina de Pacifpetrol S.A. para disolver depósitos de parafinas recolectadas de los pozos SPA0235, SPA0233, ANC0093 y ANC0024.

Los resultados reflejaron una eficiencia significativa del condensado de gas natural bajo una relación fija de 100 mL de solvente por 10 g de parafina. Durante los 40 primeros minutos se observó una disminución notable en el tamaño de los fragmentos de parafina, lo cual indica una tasa de disolución inicial alta, en especial cuando se aplicó agitación al finalizar los intervalos de observación.

Sin embargo, conforme transcurrió el tiempo la velocidad de disolución disminuyó progresivamente. Entre los intervalos de 40 a 80 min la parafina comenzó a dispersarse en partículas más finas, las cuales se sedimentaron en el fondo, indicando que el solvente tuvo capacidad limitada para incorporar más moléculas, mientras que en los intervalos de 80 a 120 min no se observaron cambios notables lo que indicó que el solvente alcanzó su punto de saturación es decir ya no podía disolver o disminuir el tamaño de las partículas de parafina, lo que confirma lo descrito por Zainal Abidin et al., (2023).

**Tabla 7**

*Observaciones cualitativas del comportamiento CGN con la parafina*

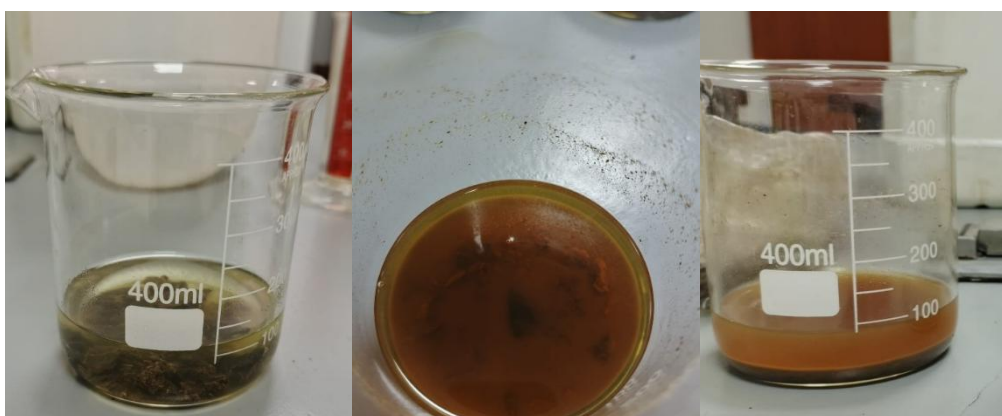
Pozo	Observación a los 40 min	Observación a los 80 min	Observación a los 120 min
SPA0235	Fragmentación de parafina en trozos más pequeños y cambio de color del solvente	Dispersión de parafina e inicio de sedimentación en el fondo.	No hubo cambios notables, sedimentos estables en el fondo
SPA0233	Disolución parcial y disminución de la masa inicial de parafina	Sedimentación total de partículas finas en el fondo	Mezcla turbia tras la agitación y comportamiento similar a los resultados a 80 min

ANC0093	Cambio de color del solvente y reducción progresiva del tamaño de la parafina sólida Se observa fragmentación leve de parafinas, y pérdida de cohesión acompañada con ablandamiento	Sedimentación en el fondo de partículas finas y partículas pequeñas Disgregación de parafina y dispersión de fragmentos pequeños en el solvente	Sin cambios, material ceroso depositado en el fondo Sedimentación en el fondo de partículas finas y blandas en el fondo
---------	--	--	--

**Elaborado por:** Tommy Merejildo

#### 4.2.1 Resultados obtenidos en la prueba de solvencia del pozo SPA0235

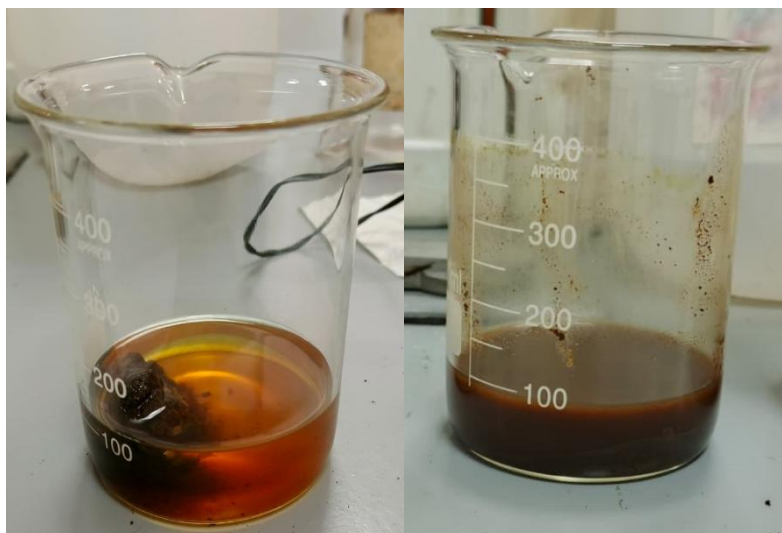
La muestra de parafina del pozo SPA0235 se observó con un estado inicial completamente sólido y cristalizado por los cambios de temperatura a los que estuvo expuesta, el condensado de gas natural logró fragmentarla progresivamente durante los primeros 40 minutos, a los 80 minutos la parafina se encontraba mayormente disgregada y sedimentada en el fondo, lo que indicaba disolución parcial y pérdida de cohesión del sólido, después de los 120 minutos no se evidenciaron cambios adicionales pero se logró observar que aún quedaban partículas pequeñas en el fondo, lo que sugiere un proceso complementario para eliminar los residuos restantes. En la figura 26 se observó el inicio de la prueba a la derecha; en el centro, se observó que en el fondo aún quedan partículas medianas en el fondo, y en la izquierda se evidenció la sedimentación de los sólidos al final de la prueba.



**Figura 28** Comportamiento de la parafina del pozo SPA0235 durante la prueba de solvencia con CGN

#### 4.2.2 Resultados obtenidos en la prueba de solvencia del pozo SPA0233

El estado inicial de la parafina del pozo SPA0233 tenía propiedades físicas diferentes a las del SPA0235, presentaba una consistencia maleable, lo que permitió que el solvente actué más rápido. En el transcurso del primer intervalo de 40 minutos del ensayo se evidenció una reducción notable de la masa inicial de la parafina. A los 80 minutos se logró una dispersión total logrando partículas más finas que se sedimentaron en el fondo del recipiente, a los 120 minutos después de la agitación los resultados fueron similares a la observación después de los 80 min. En la figura 27 se puede observar el inicio de la prueba a la derecha, y a la izquierda se logra observar como la muestra se ha disuelto completamente en el fondo aún se observaba sedimentación de partículas finas debido a que el condensado ya había alcanzado su saturación.



**Figura 29 Comportamiento de la parafina del pozo SPA0233 durante la prueba de solvencia con CGN**

#### 4.2.3 Resultados obtenidos en la prueba de solvencia del pozo ANC0024

La muestra de parafina del pozo ANC0024 presentaba un estado similar a la del pozo SPA0235, una textura endurecida y cristalizada por los cambios de temperatura a los que estuvo expuesta antes de la prueba. En consecuencia, el CGN no tuvo los mismos resultados que los otros pozos, a los 40 minutos la parafina perdió cohesión por lo que se volvió más maleable, a los 80 minutos se observó fragmentación en aglomerados más pequeños, y a los 120 minutos se observó que las partículas permanecían fragmentadas y sedimentadas en el fondo. En la figura 28 a la derecha, se observa el inicio de la prueba;

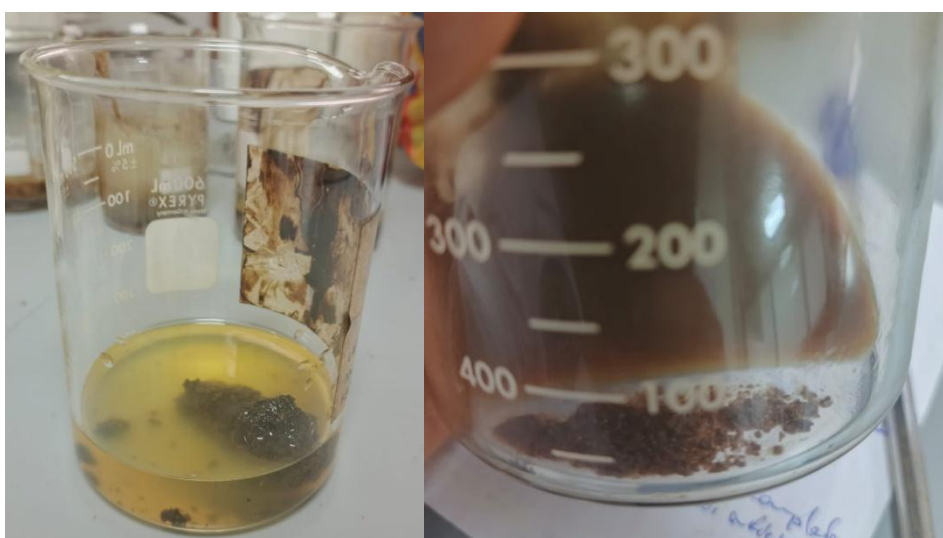
y a la izquierda, se observa las partículas fragmentadas en el fondo y con cambio en sus propiedades.



**Figura 30 Comportamiento de la parafina del pozo ANC0024 durante la prueba de solvencia con CGN**

#### **4.2.4 Resultados obtenidos en la prueba de solvencia en el pozo ANC0093**

La muestra de parafina del pozo ANC0093 no estaba cristalizada por lo que el solvente actuó más rápido con un comportamiento similar al SPA0233, la parafina se disolvió rápidamente en el intervalo de 40 minutos, y cuando el condensado alcanzó su saturación el resto de partículas finas se sedimentaron en el fondo. En la figura 29 podemos observar el inicio de la prueba, y a la izquierda las partículas que se sedimentaron en el fondo después de la prueba.



**Figura 31 Comportamiento de la parafina del pozo ANC0093 durante la prueba de solvencia con CGN**

Durante esta prueba se identificó una diferencia con respecto al estado físico y microestructura de las parafinas analizadas: las muestras provenientes de los pozos SPA0235 y ANC0024 presentaban una estructura molecular altamente organizada y compacta es decir tenían mayor energía de cohesión, mientras que las muestras del SPA0233 y ANC0093 tenían mejor maleabilidad y una estructura menos densa, esta condición influyo en que las parafinas que ya se encontraban cristalizadas mostraran una menor velocidad de disolución en el primer intervalo de tiempo comparado a las otras dos muestras.

Sin embargo, a pesar de las diferencias todas tuvieron resultados favorables, que indican que es viable el uso de CGN para limpieza de líneas de producción. Cabe recalcar que los ensayos muestran que el CGN logra solubilizar parte de la parafina junto con dispersión que causa reducción en el tamaño de las partículas de parafina remanentes y los transforma en sedimentos dispersables.

### 4.3 ESTABLECIMIENTO DE CONDICIONES OPERATIVAS

El análisis para establecer condiciones operativas para la aplicación de condensado de gas natural (CGN) se basó en integrar los resultados de los ensayos de laboratorio junto a especificaciones técnicas de las líneas de producción proporcionadas por la empresa y programas de trabajo de limpiezas previos. A partir de la prueba de solvencia, se pudo determinar el comportamiento del solvente frente a distintos tipos de parafina que permitieron identificar el tiempo de acción, y su capacidad de dispersión de parafina.

Estos resultados combinados con las características físicas de la línea permitieron definir parámetros iniciales de operación como el volumen inyectado, tiempo de contacto y la modalidad de aplicación.

De acuerdo con el anexo 1 las características de las líneas de producción del campo GGV son detalladas en la Tabla 7

**Tabla 8**

*Especificaciones técnicas de las tuberías*

<b>Especificación</b>	<b>Dato</b>
Material	Polietileno PE100

Diámetro externo OD	60.3 mm $\approx$ 2.37"
Espesor de la pared	5.73 mm $\approx$ 0.23"
Diámetro interno	48.84 mm $\approx$ 1.92"
Norma API	API Spec 15LE

**Fuente:** Pacifpetrol S.A (Anexo 1)

**Elaborado por:** Tommy Merejildo

En la tabla 8 se presentan los volúmenes internos calculados para cada línea, expresados en m<sup>3</sup> y en bbl, necesarios para el llenado de las líneas de producción para la operación de inyección de CGN. El volumen de condensado ideal corresponde al volumen a condiciones normales es decir sin obstrucciones. Mientras que el volumen de condensado reducido representa el volumen necesario suponiendo una obstrucción del 20% de la tubería.

**Tabla 9**

*Volumen de CGN requerido*

Descripción	Longitud (ft)	Volumen de condensado ideal (bbl)	Volumen de condensado reducido (bbl)
<b>Línea SPA0235</b>	1296.65	4.64	3.71
<b>Línea SPA0233</b>	768.07	2.75	2.2
<b>Línea SPA0238</b>	1403.21	5.02	4.02
<b>Línea SPA1002</b>	486.84	1.74	1.39
<b>Línea SPA1003</b>	1740.98	6.23	4.98
<b>Total</b>	5695.75	20.38	16.3

**Fuente:** Pacifpetrol S.A

**Elaborado por:** Tommy Merejildo

En la tabla 9 se muestran los parámetros correspondientes al análisis de las pruebas de solvencia, y en prácticas de campo sobre tratamientos con solventes aplicados por bacheo en líneas de producción. La estrategia seleccionada consiste en llenar la línea de CGN en condición estática, y permitir un tiempo de contacto predefinido para posteriormente recuperar el solvente hacia un tanque lavado (wash tank), donde se arrastran los sólidos que se dispersaron y no se lograron disolver.

**Tabla 10**

*Parámetros operativos para inyección de CGN*

<b>Parámetro</b>	<b>Valor preliminar</b>	<b>Justificación técnica</b>
<b>Volumen de CGN estimado</b>	16.30 bbl	Calculo geométrico con ID y longitud de líneas (Tabla 8)
<b>Método de inyección</b>	Bacheo directo a la línea de producción	Practicas operativas previas con el uso de otros solventes
<b>Tiempo de contacto mínimo</b>	60-80 min	Basado en las pruebas de laboratorio se toma como referencia 60-80 minutos donde se observa fragmentación y dispersión de parafina. Se debe ajustar el valor final en campo, dependiendo de la severidad de los depósitos, evaluando una muestra inicial al desconectar la línea
<b>Fluido de desplazamiento</b>	Agua fresca	Practicas operativas previas con el uso de otros solventes

<b>Destino del retorno</b>	Wash tank	Recuperación del solvente y separación de residuos solidos
<b>Condiciones de la línea</b>	Línea drenada y aislada	Evitar dilución con el crudo
<b>Control de presión</b>	80-100 psi	Rango tomado como referencia de operaciones previas con el uso de otros solventes. Este rango evita la volatilización del CGN.

**Fuente:** Pacifpetrol S.A

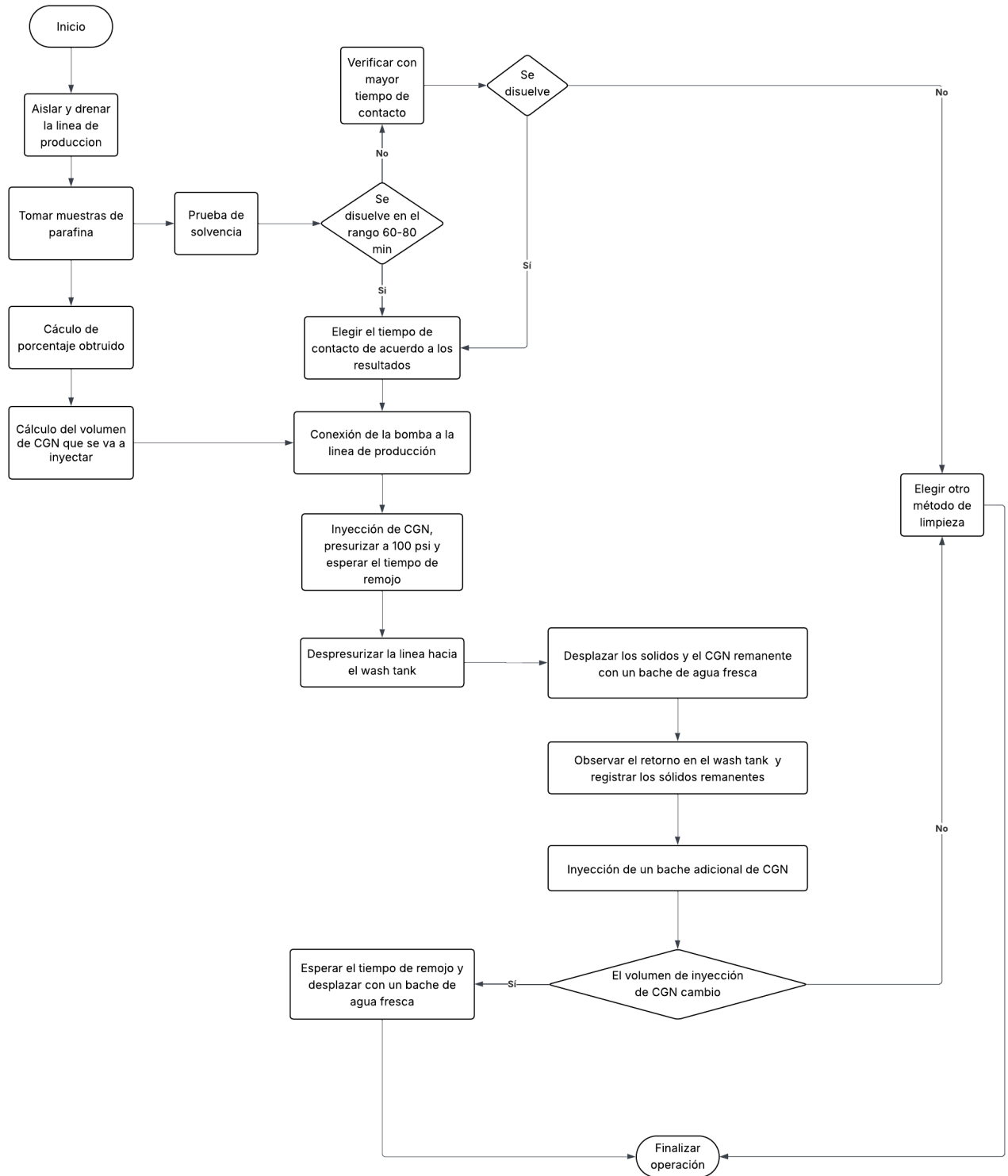
**Elaborado por:** Tommy Merejildo

#### 4.3.1 Diagrama de flujo de la secuencia operativa propuesta

En la figura 30 se presenta el diagrama de flujo propuesto para el procedimiento de limpieza de líneas de producción mediante la inyección de condensado de gas natural CGN. Este esquema generaliza un proceso estándar basado en la combinación de los resultados de laboratorio y condiciones previas a la limpieza. Cabe destacar que el procedimiento puede ser modificado en campo según la eficiencia del CGN en cada línea con el fin de obtener mejores resultados del tratamiento.

La secuencia operativa permite que el condensado de gas natural CGN trabaje bajo condiciones controladas de presión y tiempos de contacto, permitiendo la disolución parcial, dispersión y fragmentación de los depósitos de parafina adheridos en las paredes de las líneas.

La inclusión de un bache de agua fresca asegura el desplazamiento de los residuos hacia el tanque de lavado, mejorando la efectividad de la limpieza y evitando la acumulación de sedimentos posteriores a la limpieza.



**Figura 32** Secuencia operativa propuesta

Elaborado por: Tommy Merejildo

# **CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **5.1 CONCLUSIONES**

- El análisis de las parafinas de los pozos del bloque Gustavo Galindo Velasco permitió identificar su grado de solidificación y estructura cristalina influyen directamente en el comportamiento cuando frente al CGN como solvente. Las muestras con mayor plasticidad presentaron una respuesta más favorable a la acción del solvente, mientras que las más cristalizadas requerían mayor tiempo de remojo para evidenciar efectos de disolución.
- La revisión de antecedentes técnicos y experiencias operativas evidenció que el CGN es una alternativa viable frente a solventes comerciales como el xileno y tolueno. Su disponibilidad como subproducto de la planta de gasolina de Pacifpetrol S.A lo convierte en una opción práctica y económicamente favorable para las operaciones de limpieza de líneas de producción
- Las pruebas de laboratorio demostraron que el CGN presenta una eficiencia de solvencia alta durante el primer y segundo intervalo de tiempo de contacto, con un resultado favorable para la fragmentación y dispersión de parafinas. Sin embargo, su capacidad de disolución

disminuye con el tiempo tras alcanzar su punto de saturación, y como resultado existe un tiempo en el cual el solvente ya no es capaz de disolver más parafina.

- El análisis técnico de las líneas junto a los resultados de las pruebas de laboratorio, permitió establecer condiciones operativas preliminares para la aplicación del CGN. El procedimiento plantea la inyección de un bache estático, manteniendo un tiempo de contacto controlado antes de su desplazamiento con un bache de agua fresca. Este proceso facilita la remoción y arrastre de los sólidos remanentes en las líneas de producción.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

- Se recomienda ejecutar pruebas en condiciones reales de operación en el bloque GGV, con el fin de verificar los parámetros que se definieron en este estudio, lo que permitiría evaluar el desempeño del CGN como agente disolvente y ajustar valores y parámetros para garantizar resultados efectivos en campo.
- Se recomienda ajustar los parámetros operativos en base a las características de cada línea de producción, considerando la longitud y la severidad de la obstrucción, de tal manera que optimice el consumo del solvente y la eficiencia del tratamiento.
- Se recomienda aprovechar la disponibilidad del CGN como subproducto generado en la planta de gasolina, promoviendo su uso como solvente en futuras limpiezas y mantenimiento de líneas. Su implementación permite reducir el uso de solvente comerciales y optimizar los costos operativos.

- Se recomienda establecer parámetros de seguridad y control ambiental para el manejo del CGN durante su aplicación en campo, considerando su inflamabilidad y volatilidad. Asimismo, se debe garantizar el manejo adecuado de los residuos sólidos arrastrados durante el proceso de limpieza.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acevedo, V. (2010). “*PREDICCIÓN DE ENVOLVENTES DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS BAJO LA PRESENCIA DE INHIBIDORES QUÍMICOS Y NATURALES.*” UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.
- Alfonso, J., & González, F. (2016). *Gestión integral de tratamientos químicos en fondo de pozo como estrategia para optimizar y/o mantener la performance de producción.* INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES.
- Al-Sabagh, A. M., El-Kafrawy, A. F., Khidr, T. T., El-Ghazawy, R. A., & Mishrif, M. R. (2007). Synthesis and evaluation of some novel polymeric surfactants based on aromatic amines used as wax dispersant for waxy gas oil. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 28(6), 976–983. <https://doi.org/10.1080/01932690701463167>
- Alzate Munera, A., & Rubiano Guevara, M. Á. (2023). *ESTUDIO DE LA CRISTALIZACIÓN DE CRUDOS PARAFÍNICOS I Determinación de la Temperatura de Cristalización de Crudos Parafínicos a partir de la Viscosidad y Espectroscopia de RMN-1 H.* Universidad Industrial de Santander.
- Amaya Bohórquez, M. I., Martínez Galindo, R. I., Leon, E. A., & Ferreira, C. B. (2012). APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN EL CRUDO DEL CAMPO ESCUELA COLORADO. En *Revista Fuentes: El Reventón Energético* (Vol. 10).
- Andres, S., & Rojas, J. (2006). *EVALUACIÓN DE MÉTODOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES PARA LA REMEDIACIÓN E INHIBICIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO.*

- Araki, M. (2021). “Evaluación del condensado de gas natural (CGN) como solvente de parafinas para crudo liviano Talara”. UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO.
- ASTM. (2003). *ASTM D1319: Standard Test Method for Hydrocarbon Types in Liquid Petroleum Products by Fluorescent Indicator Adsorption*. [www.astm.org](http://www.astm.org)
- ASTM INTERNATIONAL. (2005). *Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products*. [www.astm.org](http://www.astm.org),
- ASTM INTERNATIONAL. (2022). *Test Method for Pour Point of Petroleum Products*. ASTM International. <https://doi.org/10.1520/D0097-17BR22>
- Bambinek, K., Przyjazny, A., & Boczkaj, G. (2023). Compatibility of Crude Oil Blends—Processing Issues Related to Asphaltene Precipitation, Methods of Instability Prediction—A Review. En *Industrial and Engineering Chemistry Research* (Vol. 62, Número 1, pp. 2–15). American Chemical Society. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.2c02532>
- Baruah, B. M. (2001). *INVESTIGATION OF AN ADVANCED TECHNIQUE TO SELECT AN OPTIMAL INHIBITION AND REMOVAL METHOD OF PARAFFIN DEPOSITION IN OIL WELLS*. Texas Tech University.
- Betancourt, A. (1998). *EFFECTOS DE LOS ORGÁNICOS PESADOS (ASFALTENOS Y PARAFINAS) EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS*. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.
- Candelo, A., & Carvajal, B. (2010). *ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS PARA APLICACIÓN EN EL CAMPO COLORADO*. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.
- Coronado, L., & Guerra, J. (2016). *EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CONTROL DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS, POR MEDIO DE LA APLICACIÓN DE UN INHIBIDOR EN CRUDOS PARAFINICOS*. Documento [UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER].

<https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/774cb3a9-0453-456b-8aa6-c4c08983e9b9/content>

Cortés, C. (2017). *TÉCNICAS PARA MEJORAR EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS POR OLEODUCTOS*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

Coto, B., Martos, C., Espada, J. J., Robustillo, M. D., & Peña, J. L. (2014). Experimental study of the effect of inhibitors in wax precipitation by different techniques. *Energy Science & Engineering*, 2(4), 196–203. <https://doi.org/10.1002/ese3.42>

El-Dalatony, M. M., Jeon, B. H., Salama, E. S., Eraky, M., Kim, W. B., Wang, J., & Ahn, T. (2019). Occurrence and characterization of paraffin wax formed in developing wells and pipelines. En *Energies* (Vol. 12, Número 6). MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/en12060967>

Elkatory, M. R., Soliman, E. A., El Nemr, A., Hassaan, M. A., Ragab, S., El-Nemr, M. A., & Pantaleo, A. (2022). Mitigation and Remediation Technologies of Waxy Crude Oils' Deposition within Transportation Pipelines: A Review. En *Polymers* (Vol. 14, Número 16). MDPI. <https://doi.org/10.3390/polym14163231>

González, D., Villabona, C., Vargas, H., Roa, C., & Barajas, C. (2010). Métodos para el control e inhibición de la acumulación de depósitos parafínicos. En *Diciembre* (Vol. 9, Número 2). Universidad Industrial de Santander.

Heredia, F., Vera, ;, Edwin, Guzmán-Beckmann, ;, & Liliana. (2018). Paraffin Deposit Decrease Evaluation Using Crystal Modifiers in Light Crude Oil. En *Revista Politécnica-Abril* (Vol. 41, Número 1).

Ivanova, I. K., & Semenov, M. E. (2020). Choice of the Effective Solvent to Remove Paraffin Deposits in Conditions of Abnormally Low Reservoir Temperatures. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 459(3). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/459/3/032006>

Ivanova, I. K., Semenov, M. E., & Koryakina, V. V. (2018). *Research into the possibility of using asphaltene-resin-paraffin deposits for thermal insulation of oil pipelines in permafrost*. 040034. <https://doi.org/10.1063/1.5084472>




- León, E. A. (2011). DE LA CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS QUE ES CLAVE PARA DIAGNOSTICAR LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 9, 39.
- Madrid, M. (2024, mayo 23). *Parafinas: Un problema en la Producción de Petróleo*. <https://portaldelpetroleo.com/parafinas-problema-produccion-petroleo/>
- Negrete, E. (2015). *VALIDACIÓN DE MÉTODOS DE ENSAYO: PARAFINAS, PUNTO DE VERTIDO, VISCOSIDAD REDWOOD DEL CRUDO Y DERIVADOS*.
- Norouzpour, M., Azdarpour, A., Santos, R. M., Esfandiarian, A., Nabipour, M., Mohammadian, E., Khaksar Manshad, A., & Keshavarz, A. (2023). Comparative Static and Dynamic Analyses of Solvents for Removal of Asphaltene and Wax Deposits above- and below-Surface at an Iranian Carbonate Oil Field. *ACS Omega*, 8(28), 25525–25537. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c03149>
- Rodríguez, M. (2023). “*ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DE MÉTODO QUÍMICO CON PÍLDORAS EXOTÉRMICAS, PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN LOS POZOS DE PETRÓLEO, DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO*”. UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
- Shahreyar, N., & Ch, B. S. E. (2000). *REVIEW OF PARAFFIN CONTROL AND REMOVAL IN OIL WELLS USING SOUTHWESTERN PETROLEUM SHORT COURSE SEARCHABLE DATABASE*.
- Sisa, W. (2014). “*ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL QUE REEMPLAZA AL BOMBEO MECÁNICO EN EL POZO BS-27 EN EL CAMPO BERMEJO, BLOQUE 49 DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA*”. UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL.
- Speight, J. G. (2020). Hydrocarbons from natural gas and natural gas hydrates. En *Handbook of Industrial Hydrocarbon Processes* (pp. 143–192). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809923-0.00004-7>

- Tanirbergenova, S., Ongarbayev, Y., Tileuberdi, Y., Zhambolova, A., Kanzharkan, E., & Mansurov, Z. (2022). Selection of Solvents for the Removal of Asphaltene–Resin–Paraffin Deposits. *Processes*, *10*(7). <https://doi.org/10.3390/pr10071262>
- Theyab, M. A. (2018). Wax deposition process: mechanisms, affecting factors and mitigation methods. *Open Access Journal of Science*, *2*(2). <https://doi.org/10.15406/oajs.2018.02.00054>
- Vargas, E., & Lopez, N. (2017). *ESTUDIO CONCEPTUAL DEL ESQUEMA DE LIMPIEZA INTERNA PARA TUBERÍA DE TRANSPORTE DE CRUDO Y GAS*. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.
- Velásquez, V. (2019). “*OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO, EN LA ZONA SUR SECCIÓN 73, EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO*”. UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
- Venkatesan, R., Creek, J., & Energy Technology Co, C. (2007). *Wax Deposition During Production Operations: SOTA*. <http://onepetro.org/OTCONF/proceedings-pdf/07OTC/07OTC/OTC-18798-MS/1833528/otc-18798-ms.pdf/1>
- Verdesoto, A. (2017). *ELABORACIÓN DE UN ESTUDIO TÉCNICO PARA OPTIMIZAR LOS TIEMPOS EN LOS PROCESOS DE INSPECCIÓN DE OPERATIVIDAD EN LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN SWAB Y HL DE LA EMPRESA PACIFPETROL SA, UBICADA EN LA PARROQUIA SAN JOSÉ DE ANCÓN - PROVINCIA DE SANTA ELENA*. UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
- Zainal Abidin, M. R. S., Noh, M. H., Moniruzzaman, M., & Goto, M. (2023). Evaluation of Crude Oil Wax Dissolution Using a Hydrocarbon-Based Solvent in the Presence of Ionic Liquid. *Processes*, *11*(4), 1112. <https://doi.org/10.3390/pr11041112>

# ANEXOS

Report date: 2024.9.7

**Products ex-works inspection report**

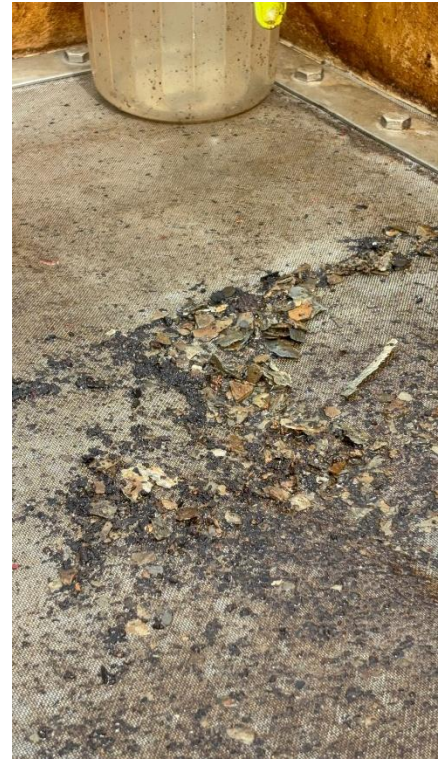
	<input checked="" type="checkbox"/> Size Report	<input type="checkbox"/> Material Report	<input checked="" type="checkbox"/>	Performance Report
Report No: 24011		Page No: 1 Total No: 1		
Supplier Name: CHINAUST PLASTICS CO., LTD.		Customer Name: SHANDONG MOLONG IMP&EXP CO., LTD.		
Material :PE100		Inspection and measurement standard: API Spec 15LE:2022		
Products Name: Polyethylene pipe(ZZ24SJ-489-4000m)		Specification	SDR11	SDR17
		OD60.3*5.49	<input checked="" type="checkbox"/>	
No.	Inspection and measurement items	Technical index		Test result
1	Pipe Ends	Pipe ends shall be plain and squared.		Qualified
2	Finish	The interior and exterior of the pipe shall be uniform in finish without visual anomalies-voids, cracks, crazing, foreign inclusions or deep scratches.		Qualified
3	Workmanship	Cut pipe ends shall be clean without ledges, shaving tails, burrs or cracks. The interior of the pipe shall be blown or washed clean of cuttings and shavings.		Qualified
4	Outside Diameter,mm	60.3±0.15		60.3
	wall thickness,mm	5.49-6.15		5.73
	Eccentricity,%	≤12		2.4
	Toe-in,%	≤1.5		0.17
	Ovality,%	≤5		1.63
5	Inside surface ductility, %	≥400		566
6	Apparent Ring Tensile Strength,MPa	≥20		25.3
7	Elevated Temperature Sustained Pressure Test: Test Temperature:80℃;Hoop Stress: 5.17MPa	Minimum Average Time Before Failure (Hours),200		Qualified
8	Short term Burst Pressure	Failures must be ductile and must occur between 60 and 70 seconds		Qualified
9	Carbon Content,%	2.0-3.0		2.05
Conclusion	<b>Qualified</b>			
Note				
Tester:	史建勋	Proofreader:		Person in charge:
				

**Figura 33 Ficha técnica de las líneas de producción del bloque GGV**

**Fuente: Pacifpetrol S.A**



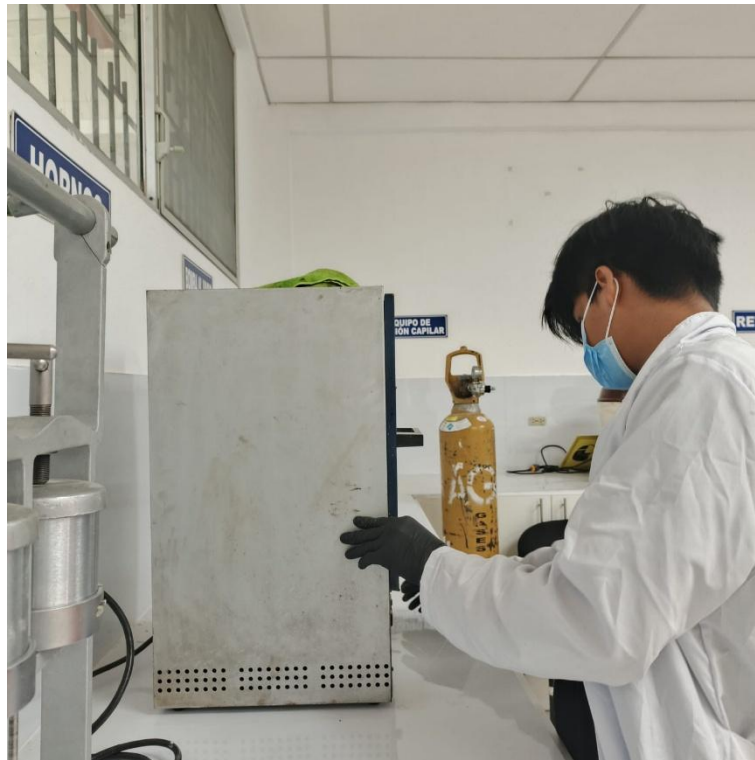
**Figura 34 Desplazamiento con bache de agua fresca hacia el wash tank**



**Figura 35 Solidos remanentes arrastrados en la limpieza**



**Figura 36 Prueba de la mancha en Laboratorio de Petróleos UPSE**



**Figura 37 Calentamiento de papel filtro en el horno**



**Figura 38 Resultados de la prueba de solvencia**



**Figura 39** Recolección de muestra de parafina durante el Pulling del pozo ANC0093



**Figura 40** Recolección de muestra de parafina durante el Pulling del pozo ANC0024



**Figura 41** Recolección de muestra de parafina del pozo SPA0235