

INFORME TECNICO N°GOLP-2356-2024

A : Gerencia Logística

DE : Gerencia Operación y Contratos Lotes Petroleros

ASUNTO : “Suministro De Productos Químicos para el Lote Z-69” mediante adjudicación abreviada, al amparo del numeral 47.i del Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ S.A. (Riesgo)

FECHA : Lima, 03 de setiembre de 2024

1. OBJETIVO

Sustentar la necesidad de gestionar la contratación para el “Suministro de Productos Químicos para el Lote Z-69” con las empresas CHEMISERVIS S.A.C. y AQA QUÍMICA S.A. mediante la contratación por adjudicación abreviada por riesgo 47i del Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ S.A. por un periodo de cuatrocientos catorce (414) días calendario respectivamente.

2. BASE LEGAL

- Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ S.A., en adelante el Reglamento, aprobado mediante Acuerdo de Directorio N° 039-2021-PP, vigente a partir del 28.06.2021.
- Procedimiento PROA1-201 Formulación y Gestión de Requerimientos v.8, aprobado el 25.06.2022.
- Cuadro de Niveles de Aprobación de Adquisiciones y Contrataciones de Bienes, Servicios y Obras fecha aprobado el 21.02.2024.

3. ANTECEDENTES

- 3.1. El 13.11.2023, mediante Decreto Supremo N° 027-2023-EM, se aprobó la suscripción del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote Z-69 (en adelante, Contrato de Licencia) entre PETROPERÚ y PERUPETRO S.A.
- 3.2. El 15.11.2023, PETROPERÚ y Perupetro S.A. suscribieron la Escritura Pública del Contrato de Licencia, y PETROPERÚ asume la titularidad del Lote Z-69, siendo el 16.11.2023 la fecha efectiva de inicio del Contrato por un periodo de 2 años.
- 3.3. El 16.11.2023 se contrató por un periodo de seis (06) meses a los proveedores CHEMISERVIS S.A.C y AQA QUIMICA S.A bajo la modalidad de proceso abreviado por emergencia según el artículo 47i del Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ S.A debido al corto tiempo de traspaso entre operadores y siendo que ambas tenían contrato vigente con el anterior operador (SAVIA). Luego, se realizó un complementario por un periodo de tres (03) meses a partir del 16.05.2024 al 15.08.2024.
- 3.4. Con el traspaso del Lote Z69 se iniciaron las siguientes actividades:
 - a. Entre Noviembre 2023 y Marzo 2024, se lograron concretar las Regularizaciones de 109 contratos adjudicados a la toma del lote y durante los 03 primeros meses de operación del Lote Z69.
 - b. A partir de Marzo 2024 hasta Mayo 2024, se elaboraron las Condiciones

Técnicas de diversos servicios a licitar con las diferentes áreas originadoras para la obtención de los Montos Estimados Referenciales (MER) para los procesos selectivos.

- c. Entre de Abril y Mayo de 2024, considerando el vencimiento (15.05.2024) de los principales servicios inicialmente adjudicados a la toma de Lote Z69, se logró realizar 28 procesos entre Complementarios, Prórrogas y Emergencias.
- d. Entre Junio y Agosto de 2024, 31 expedientes de procesos selectivos para contratación de servicios y adquisiciones de materiales de las diferentes áreas originadoras se ingresaron al área Técnica y Gestión Administrativa - Gerencia Logística.
- e. Hasta mediados de Julio de 2024, 03 personas de la Coordinación de Abastecimientos del Lote Z69 trabajaron debido a que en Junio 2024 renunciaron, esto sumando a otras 02 renunciaciones que trabajaron hasta diciembre 2023 y abril 2024. Finalmente, quedando 03 de 08 personas para atender los requerimientos de bienes y servicios de toda la operación del Lote Z-69. A la fecha ninguno de los puestos renunciados ha sido reemplazados.

Respecto de la adquisición de químicas

- 3.5. Entre marzo y abril 2024, para el suministro de productos químicos se inició la elaboración de Condiciones técnicas e indagación con 07 potenciales postores para conocer el tiempo estimado que durarían las pruebas de laboratorio y campo. De la indagación de mercado se determinó que las pruebas de laboratorio y campo durarían un aproximado de 196 (**ver Anexo 4**) días calendarios debido al plazo de importación de las materias primas a usar en la formulación de los nuevos productos.
- 3.6. En Abril del 2024, se realizó coordinaciones y visita al laboratorio de Refinería Talara, con la intención de verificar si pudiera realizarse las pruebas de laboratorio, sin embargo no se ha confirmado la disponibilidad.
- 3.7. En Junio del 2024 se solicitó cotizaciones a a CHEMISERVIS S.A.C. y AQA QUÍMICA S.A, quienes en Julio 2024 presentaron sus cotizaciones y documentación requerida como requisitos técnicos mínimos

4. ANALISIS

4.1. Necesidad del requerimiento

A partir de la transferencia del Lote Z-69 (16.11.2023), PETROPERÚ en la condición de operador, debe garantizar la continuidad de la producción de petróleo y gas natural, así como el mantenimiento de todas las instalaciones y activos, en cumplimiento de los términos y condiciones del Contrato de Licencia del Lote Z-69. Por lo que, el suministro de productos químicos (tales como dispersantes de parafinas, inhibidores de hidratos, biocidas, clarificadores e inhibidores de corrosión) permite mantener dentro de los parámetros adecuados de calidad, la producción de petróleo crudo y gas en todos los sistemas de producción del Lote Z-69.

No contar con este suministro de químicas (Ver detalle en el Anexo 1) conllevaría a producir crudo fuera de los parámetros permitidos de control de la calidad imposibilitando la transferencia de crudo hacia la Refinería Talara; así como, los riesgos de rupturas de ductos debido a la falta de control de corrosión interna en las líneas de transporte de la producción; afectando a todos los sistemas de producción del Lote Z-69 (4500 bopd).

A la fecha se cuenta con un stock mínimo para 15 días calendarios.

4.2. Sustento para la adjudicación abreviada

4.2.1. El artículo 47.i (Riesgo) del Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ S.A. establece que es causal de Adjudicación Abreviada las situaciones extraordinarias o imprevisibles que afecten el proceso de producción, comercialización o transporte de hidrocarburos, lo cual aplica para el presente caso. En ese sentido, no corresponde a una falta de planificación por parte del originador, sino que se configuró una situación extraordinaria e imprevisible debido al tiempo (445 días calendarios ver cuadro N° 2) que tomaría para contratación del Servicio por falta de recursos, la gestión el proceso selectivo para la adquisición de las químicas que incluiría las pruebas de campo y laboratorio necesarias, y las renunciaciones inesperadas del personal de abastecimiento. Ver detalle de plazo en los siguientes numerales.

4.2.2. Disponibilidad de Recursos

El lote Z-69 no cuenta con los recursos necesarios para llevar el control de las pruebas de laboratorio y campo durante el proceso de adjudicación selectiva como se indica a continuación; y la contratación de un servicio a través de un proceso abreviado que cubra la falta de estos recursos tiene un valor estimado de S/. 200,000.00. Y por el monto del servicio, el tiempo de contratación sería entre 53 (riesgo) a 126 (selectivo) días calendarios según Circular GSUM-2591-2021

- a. A la fecha, el laboratorio del Lote Z-69 no se cuenta con los equipos necesarios para el soporte en la etapa de "Prueba de laboratorio y campo de nuevos productos", debido a que los equipos de laboratorio no cuentan con certificaciones vigentes de funcionamiento; sólo cuenta con algunos equipos y materiales básicos para el desarrollo de pruebas.
- b. En la actualidad el área de tratamiento químico para el lote Z-69 está conformado sólo por UN Supervisor de Tratamiento Químico quien pertenece a la Unidad de Ing. De Producción – Operaciones Lote Z-69 - Gerencia Operación y Contratos Lotes Petroleros; cuya función principal es la de elaborar, planificar, monitorear y supervisar los programas de tratamiento químico referidos al Lote Z-69. Cabe precisar que el área estaba conformada por 03 personas.

4.2.3. El tiempo para el proceso selectivo y primera entrega

Según la circular N° GSUM-2591-2021 del 21.06.2021 el proceso selectivo toma 126 días calendarios, sin embargo para estas químicas es necesario realizar las pruebas de laboratorio y campo (196 días calendarios) debido a que inyectar productos no probados en los campos podría ocasionar fallas en la calidad del crudo, gas y control de corrosión en pozos reinyectores y ductos. Sumado finalmente el tiempo (70 días calendario) que tomaría la primera entrega del producto después de firmado el contrato siendo que los proveedores deberán importar sus materias primas para formular sus productos. Ver detalle en el cuadro N° 1 y 2.

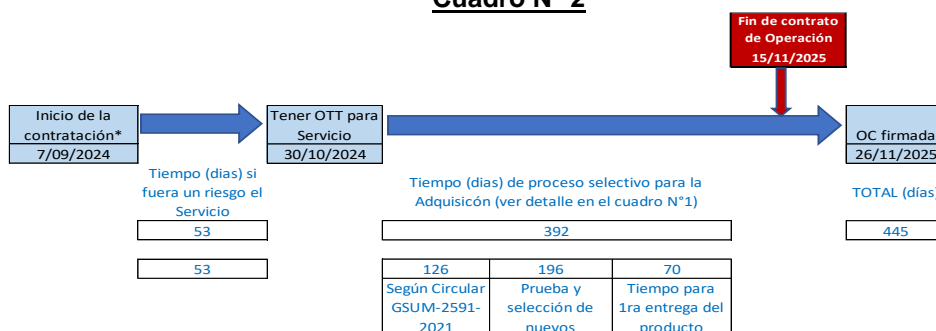
Cuadro N° 1

Proceso selectivo más la prueba de laboratorio y campo (Días)			Tiempo para 1ra entrega del producto después de firma de contrato	Tiempo estimado para obtener el producto
Recepción de Requerimiento por GDLG hasta antes de la convocatoria	Desde la convocatoria hasta la aprobación del contrato	Prueba y selección de nuevos productos		
(A)	(B)	(C)	(D)	(A+B+C+D)
55	71	196	70	392
32%		50%	18%	

Donde:

- 32% del tiempo corresponde a los ítems A y B, que son los días de conformidad con GSUM-2591-2021 del 21.06.2021
- 50% del tiempo corresponde al ítem C, que son los días que tomaría realizar las pruebas de laboratorio y de campo para la selección de nuevos productos. Esto considerado hasta 02 postores nuevos para la evaluación en prueba de campo, si quedarán más de 02 postores, el tiempo sería mayor como se indica en el numeral 2.7 Anexo N°5.
- El 18% del tiempo corresponde al ítem D que son los días que les tomaría a los proveedores realizar la primera entrega del producto después de la firma del contrato; que de acuerdo con sondeo de mercado realizado en marzo del 2024 es de 70 días, siendo que en promedio el 55% de la materia prima para elaborar el producto es importada. Ver detalle en el Anexo N°2

Cuadro N° 2



4.2.4. Respecto a la alta carga laboral Operativa y en Abastecimientos

- Con el traspaso del Lote Z69 entre Noviembre 2023 y Marzo 2024, se lograron concretar la Regularización de los 22 contratos adjudicados para la toma del Lote Z69, y la Regularización de 87 contratos adjudicados para mantener la continuidad del Lote Z-69.
- A partir de Marzo 2024 hasta Mayo 2024, se elaboraron las Condiciones Técnicas de los servicios a licitar con las diferentes áreas originadoras para la obtención de los Montos Estimados Referenciales (MER) para los procesos selectivos.

Entre marzo y abril 2024, se realizó la indagación de mercado con 07 potenciales postores para conocer el tiempo de importación.

- Entre de Abril y Mayo de 2024, considerando el vencimiento (15.05.2024) de los principales servicios inicialmente adjudicados a la toma de Lote Z69, se logró realizar 28 procesos entre Complementarios, Prórrogas y Emergencias.
- Entre Junio y Agosto de 2024, 31 expedientes de procesos selectivos para contratación de servicios y adquisiciones de materiales de las diferentes áreas originadoras se ingresaron al área Técnica y Gestión Administrativa - Gerencia Logística.

4.2.5. **Respecto a la reducción personal de Abastecimientos, cabe precisar que:**

- El 16.11.2023 en que se inició la operación del Lote Z69, la coordinación de Abastecimientos y Servicios inició con 08 personas para atender las diferentes labores relacionadas para la contratación de servicios, y adquisición de materiales del Lote Z69. En ese momento se advirtió que para reiniciar la

operación de esta envergadura del Lote era necesario al menos 02 supervisores adicionales para contrataciones de bienes y servicios, siendo que con el anterior operador la cantidad de personal para cubrir todas las actividades citadas era de 12 personas, y aun con ese personal se tenía atrasos en los procesos.

- b. A la fecha 05 personas del equipo de abastecimiento renunciaron; 01 persona en diciembre 2023, 01 persona en abril 2024 y 03 personas en el mes de junio 2024, quedando solo 03 de 08 personas para atender los requerimientos de bienes y servicios de toda la operación del Lote Z-69. A la fecha ninguno de los puestos renunciados ha sido reemplazados.

Categoría / Usuario		Personal	Cargo	Cese por renuncia
Servicios	Ope Mar	1. Danira Hilario	Supervisor	30.12.23
	Eng Producción, Construcción	2. Sandra Ramos	Supervisor	
	Mantenimiento, HSE	3. Harold Mogollón	Supervisor	20.07.24
	Producción, Servicios	4. Jean Alva	Supervisor	12.07.24
	Almacén	5. Miryam Chanduvi	Coordinador*	
Materiales		6. Maria L. Coronado	Supervisor	24.04.24
		7. Karina Mellado	Comprador	10.07.24
		8. Isabel Sullón	Comprador	

- c. Por tanto, las actividades se han realizado con personal reducido y se ha tenido que realizar una redistribución de carga laboral de actividades y priorización de contratación de servicios y adquisición de materiales

4.3. Justificación de los proveedores

Las empresas CHEMISERVIS S.A.C. y AQA QUÍMICA S.A., tienen una amplia experiencia en el desarrollo de productos y sistemas químicos a medida, son formuladores expertos de productos químicos para la línea Oil & Gas y también industrial.

En Noviembre 2021, CHEMISERVIS S.A.C. y AQA QUÍMICA S.A. ganaron un proceso de selección con el anterior operador (SAVIA) iniciando su ejecución el 01.01.2022 debido a los tiempos de importación de la materia prima para la fabricación de los productos. En ese proceso de selección, 04 postores pasaron a la prueba de campo y solo los productos de CHEMISERVIS S.A.C. y AQA QUÍMICA S.A. dieron resultados favorables en los campos en que fueron probados. Cabe precisar que cada producto formulado obedece a las características propias del campo.

CHEMISERVIS S.A.C. y AQA QUÍMICA S.A son empresas que actualmente nos proveen de las químicas para la operación del Lote Z69, y cuentan con materia prima (nacional e importada) disponible para poder formular los productos inmediatamente, con lo que se reduciría el plazo de entrega (70 días calendarios) de las químicas.

El 26.06.2024 mediante carta N°GCEO-2558-2024 y N°GCEO-2559-2024 se solicitó a CHEMISERVIS S.A.C. y AQA QUÍMICA S.A respectivamente su

propuesta para el suministro de Materiales y Productos Químicos mediante numeral 47i de proceso abreviado por Riesgo.

El 04.07.2024 mediante correo electrónico AQA QUIMICA S.A. presentó su propuesta económica manteniendo los precios que manejaba con el anterior operador.

El 10.07.2024 mediante correo electrónico CHEMISERVIS presentó su propuesta económica manteniendo los precios que manejaba con el anterior operador.

4.4. Justificación de plazos de ejecución

Por lo antes expuesto, debido al tiempo largo para obtener las químicas y siendo que se cuenta con stock disponible hasta 27-09-2024, es necesaria la adquisición por 414 días calendarios.

4.5. Nivel de Aprobación

De acuerdo con el Cuadro de Niveles de Aprobación de Adquisiciones y Contrataciones de Bienes, Servicios y Obras; el Informe Sustentatorio de una Adjudicación Abreviada bajo el numeral 47.i del Reglamento (Riesgo) hasta MMS/10 debe ser aprobado por el nivel III, correspondiéndole en este caso a la Gerencia Operación y Contratos Lotes Petroleros.

5. CONCLUSIONES

- 5.1.** De acuerdo con lo expuesto en el análisis de este informe y el artículo 47, literal i) del Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ S.A, aprobado mediante Acuerdo de Directorio N°039-2021-PP de fecha 08.04.2021, vigente a partir del 28.06.2021, es necesario contratar mediante la modalidad de abreviada a los proveedores CHEMISERVIS S.A.C. y AQA QUÍMICA S.A., para el suministro de productos químicos para el Lote Z-69, que le permita a PETROPERÚ cumplir con los términos y condiciones del Contrato de Licencia del Lote Z-69.
- 5.2.** Los proveedores CHEMISERVIS S.A.C. y AQA QUÍMICA S.A cumplen con los requisitos técnicos mínimos de las Condiciones Técnicas, cuenta con el conocimiento necesario de las operaciones en el Lote Z-69 y tiene la disponibilidad producto para iniciar el servicio en el plazo requerido, por ser empresas que venía realizando la prestación del servicio, por lo que garantizaría la continuidad de este servicio para el Lote Z-69.
- 5.3.** Por lo expuesto en el presente informe, el requerimiento no obedece a una falta de planificación del originador, sino a una situación extraordinaria e imprevisible debido al tiempo (445 días calendarios ver cuadro N° 2) que tomaría para contratación del Servicio por falta de recursos, la gestión el proceso selectivo para la adquisición de las químicas que incluiría las pruebas de campo y laboratorio necesarias, y las renunciadas inesperadas del personal de abastecimiento. Caber precisar que si bien se pudiera iniciar un proceso selectivo el resultado del proceso selectivo se estimaría para el 26.11.2025 sin embargo el contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote Z69 entre PETROPERU y PERUPETRO culmina el 15.11.2025

6. RECOMENDACIÓN

Aprobar el presente informe que justifica la necesidad de contratar “Suministro de Productos Químicos” con los proveedores CHEMISERVIS S.A.C (RUC 20478175010) por un monto de US\$ 323,427.26 inc. IGV, y para AQA QUIMICA S.A. (RUC 20145038384) por un monto de US\$ 745,658.18 inc. IGV; mediante una adjudicación abreviada, al amparo del literal i) artículo 47 de Reglamento de Contrataciones (Riesgo), por un periodo de cuatrocientos catorce (414) días calendario respectivamente.

ORIGINADO POR: Paul Ojeda Diaz Jefe Unidad Operaciones Producción Lote Z-69	RECOMENDADO POR: Julián Dueñas Guillen Jefe Operaciones Lote Z-69
APROBADO POR: Javier Juvenal Arizola Puelles Gerente Operación y Contratos Lotes Petroleros	

ANEXO N°1 PRODUCTOS QUIMICOS

1. Resumen

PROVEEDOR	Total inc IGV US\$
CHEMISERVIS	323,427.26
AQA QUIMICA	745,658.18
	1,069,085.44

#	Descripción del Producto	Uso	Consecuencia de no uso	Nombre del Producto	Zonas de Aplicación	Presentación DR	Cantidad Total DF	Precio Unitario (US\$)	T. Parcial (US\$)
CHEMISERVIS									
1	DEMULSIFICANTE ZONA NORTE	Interacción con la interfaz petróleo/agua, desplazando o modificando los agentes emulsionantes, resultando en emulsiones desestabilizadas, permitiendo el control mejorado de la interfaz	Incumplimiento con los parámetros de transferencia de crudo hacia Refinería.	DESMULCH EM M-1000	Peña Negra tierra, Lobitos mar, Lobitos tierra, Providencia tierra, Providencia Mar, Litoral Tierra, Bat. PTS	55 gal	255	911.46	232,422.30
2	DISPERSANTE DE PARAFINAS	Dispesar y evitar la adhesión de las parafinas en las superficies de los sistemas (Tanques)	Incumplimiento con los parámetros de transferencia de crudo hacia Refinería.	DISPAR-100	Peña Negra Tierra, Lobitos Tierra	55 gal	32	1,017.01	32,544.32
3	ROMPEDOR TOTAL DE EMULSION	Tratamiento a las emulsiones formadas en los procesos de almacenaje de crudos envejecido, crudos con sólidos suspendidos, crudos con emulsiones estabilizadas	Incumplimiento con los parámetros de transferencia de crudo hacia Refinería.	CHEM KK-0921	Lobitos tierra, Bat. PTS	55 gal	2	924.66	1,849.32
4	INHIBIDOR DE CORROSION PARA FASE GAS	Control de la corrosión en los sistemas de transferencia de gas lift.	Corrosión severa en los ductos de gas lift, limitando la producción de crudi y gas.	ANTIRUST-100	Litoral mar	55 gal	8	909.37	7,274.96
AQA QUIMICA									
1	SECUESTRANTE DE OXIGENO	Prevenir la corrosión por oxígeno	Corrosión severa en los sistemas de reinyección de agua de formación (Plantas, ductos)	ANCOOX-1010	Bat. Peña Negra, Bat. PTS	220 kg	25	239.8	5,995.00
2	BIOCIDA INDUSTRIAL NO OXIDANTE BASE THPS	Control de la actividad de la bacteria sulfato reductora (BSR). Uso alternado con Biocida a base de THPS	Corrosión severa en los sistemas de reinyección de agua de formación (Plantas, ductos, etc.) debido a formación de bacterias que causan corrosión.	ANCOCIDE 4640	Peña Negra mar, Peña Negra tierra, Lobitos mar, Litoral mar Tierra, Bat. PTS, San Pedro.	220 kg	121	695.2	84,119.20
3	CLARIFICADOR DE AGUA	Minimizar el contenido de sólidos suspendidos y residuales de aceite del agua producida a disponer en pozos inyectorios	Taponamiento de pozos reinyectores, ductos, incumplimiento de parámetros para la disposición de agua de formación.	ANCOFLOC 7710R	Bat. Peña Negra, Bat. PTS	260 kg	81	800.8	64,864.80
4	INHIBIDOR DE PARAFINAS	Reducción del punto de escurrimiento reduciendo la deposición de parafinas y la aglomeración en los ductos	Taponamiento de pozos y líneas de producción de crudo.	AQA 3-465	Peña Negra mar, Lobitos mar, Providencia mar, Litoral mar, San Pedro.	165 kg	157	846.45	132,892.65
5	DISOLVENTE DE PARAFINA	Disolver la parafina, asfaltenos después de un tiempo de remojo y/o contacto.	Taponamiento de pozos y líneas de producción de crudo.	AQA OG-4860A	Peña Negra mar, Lobitos mar, Providencia mar, Litoral mar, San Pedro.	165 kg	138	473.55	65,349.90
6	INHIBIDOR CINETICO DE HIDRATOS	Evitar la nucleación y/o el crecimiento significativo de cristales de hidratos en los sistemas de producción.	Taponamiento en las líneas de gas lift impidiendo la producción de crudo por recuperación secundaria.	AQA OG-5522	Peña Negra mar, Lobitos mar, Providencia mar, Litoral mar, San Pedro.	200 kg	80	1,074.08	85,926.40
7	BIOCIDA INDUSTRIAL NO OXIDANTE BASE GLUTARALDEHIDO	Control de la actividad de la bacteria sulfato reductora (BSR). Uso alternado con Biocida a base de Glutaraldehido.	Corrosión severa en los sistemas de reinyección de agua de formación (Plantas, ductos, etc.) debido a formación de bacterias que causan corrosión.	AQA OG-8020	Peña Negra mar, Peña Negra tierra, Lobitos mar, Litoral mar Tierra, Bat. PTS, San Pedro.	220 kg	112	1,109.68	124,284.16
8	INHIBIDOR DE CORROSION PARA FASE AGUA	Control de la corrosión en las tuberías de producción con aplicación hueco abajo (down hole)	Corrosión severa en los sistemas de reinyección de agua de formación (Plantas, ductos, pozos).	AQA OG-8320	Peña Negra mar, Bat. Peña Negra, Bat. PTS.	220 kg	34	547.8	18,625.20
9	INHIBIDOR DE CORROSION SISTEMA CERRADO DE ENFRIAMIENTO	Control de la corrosión en sistemas cerrados de enfriamiento de motores de embarcaciones, intercambiadores de calor inter-etapa de compresores.	Corrosión severa en los sistemas cerrados de enfriamiento, dejando sin servicio el uso del motorcompresor, parando la producción de crudo y gas	AQACOOOL-5780	Planta de agua muelle Tortuga	220 kg	30	633.6	19,008.00
10	DEMULSIFICANTE ZONA SAN PEDRO	Interacción con la interfaz petróleo/agua, desplazando o modificando los agentes emulsionantes, resultando en emulsiones desestabilizadas, permitiendo el control mejorado de la interfaz	Incumplimiento con los parámetros de transferencia de crudo hacia Refinería.	AQA OG 4816	San Pedro mar	190 kg	33	934.8	30,848.40
								Sub Total (US\$)	906,004.61
								IGV (US\$)	163,080.83
								TOTAL (US\$)	1,069,085.44

ANEXO N° 2

INDAGACIÓN DE MERCADO EN TIEMPOS DE ENTREGA PARA PROVEEDORES DE PRODUCTOS QUIMICOS

N°	Descripción del Producto	Uso	Consecuencia de no uso	PROVEEDORES																				PROMEDIO			
				CHEMISERVIS				IQS			AYAM			QUIMTIA			AQA QUIMICA			VEOLIA			INTEROC				
				A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
1	DEMULSIFICANTE	Interacción con la interfaz petróleo/agua, desplazando o modificando los agentes emulsionantes, resultando en emulsiones desestabilizadas, permitiendo el control mejorado de la interfaz	Incumplimiento con los parámetros de transferencia de crudo hacia Refinería.	90%	10%	10	60%	40%	12	70%	30%	10	0%	100%	12	60%	40%	14	0%	100%	15	60%	40%	12	49%	51%	13
2	DISPERSANTE DE PARAFINAS	Dispear y evitar la adhesión de las parafinas en las superficies de los sistemas (Tanques)	Incumplimiento con los parámetros de transferencia de crudo hacia Refinería.	85%	15%	10	0%	100%	12	72%	28%	8	0%	100%	12	42%	58%	14	0%	100%	15	100%	0%	2	43%	57%	11
3	ROMPEDOR TOTAL DE EMULSION	Tratamiento a las emulsiones formadas en los procesos de almacenaje de crudos envejecido, crudos con sólidos suspendidos, crudos con emulsiones estabilizadas	Incumplimiento con los parámetros de transferencia de crudo hacia Refinería.	80%	20%	12	60%	40%	12	70%	30%	8	0%	100%	12	55%	45%	14	0%	100%	15	0%	100%	12	38%	62%	13
4	INHIBIDOR DE CORROSION PARA FASE GAS	Control de la corrosión en los sistemas de transferencia de Gas Lift.	Corrosión severa en los ductos de gas lift, limitando la producción de crudo y gas.	100%	0%	4	0%	100%	12	80%	20%	8	0%	100%	12	55%	45%	14	0%	100%	15	0%	100%	8	34%	66%	11
5	SECUESTRANTE DE OXIGENO	Prevenir la corrosión por oxígeno	Corrosión severa en los sistemas de reinyección de agua de formación (Plantas, ductos)	0%	100%	10	100%	0%	2	80%	20%	2	100%	0%	4	70%	30%	14	0%	100%	15	100%	0%	2	64%	36%	7
6	BIOCIDA INDUSTRIAL NO OXIDANTE BASE THPS	Control de la actividad de la bacteria sulfato reductora (BSR). Uso alternado con Biocida a base de glutaraldehido	Corrosión severa en los sistemas de reinyección de agua de formación (Plantas, ductos, etc.) debido a formación de bacterias que causan corrosión.	80%	20%	8	100%	0%	2	30%	70%	4	100%	0%	4	35%	65%	14	0%	100%	15	0%	100%	3	49%	51%	8
7	CLARIFICADOR DE AGUA	Minimizar el contenido de sólidos suspendidos y residuales de aceite del agua producida a disponer en pozos inyectoros	Taponamiento de pozos reinyectores, ductos, incumplimiento de parámetros para la disposición de agua de formación.	90%	10%	6	100%	0%	2	32%	68%	2	100%	0%	4	65%	35%	14	0%	100%	15	100%	0%	2	70%	30%	7
8	INHIBIDOR DE PARAFINAS	Reducción del punto de escurrimiento reduciendo la deposición de parafinas y la aglomeración en los ductos	Taponamiento de pozos y líneas de producción de crudo.	40%	60%	10	0%	100%	12	75%	25%	8	0%	100%	12	64%	35%	14	0%	100%	15	50%	50%	14	33%	67%	13
9	DISOLVENTE DE PARAFINA	Disolver la parafina, asfaltenos después de un tiempo de remojo y/o contacto.	Taponamiento de pozos y líneas de producción de crudo.	100%	0%	4	100%	0%	2	0%	100%	8	0%	100%	12	55%	45%	14	0%	100%	15	100%	0%	2	51%	49%	9
10	INHIBIDOR CINETICO DE HIDRATOS	Evitar la nucleación y/o el crecimiento significativo de cristales de hidratos en los sistemas de producción.	Taponamiento en las líneas de Gas Lift impidiendo la producción de crudo por recuperación secundaria.	60%	40%	6	0%	100%	12	0%	100%	8	0%	100%	16	50%	50%	14	0%	100%	15	0%	100%	10	16%	84%	12
11	BIOCIDA INDUSTRIAL NO OXIDANTE BASE GLUTARALDEHIDO	Control de la actividad de la bacteria sulfato reductora (BSR). Uso alternado con Biocida a base de THPS	Corrosión severa en los sistemas de reinyección de agua de formación (Plantas, ductos, etc.) debido a formación de bacterias que causan corrosión.	100%	0%	3	100%	0%	2	75%	25%	3	100%	0%	4	0%	100%	14	0%	100%	15	0%	100%	8	54%	46%	7
12	INHIBIDOR DE CORROSION PARA FASE AGUA	Control de la corrosión en las tuberías de producción con aplicación hueco abajo (down hole)	Corrosión severa en los sistemas de reinyección de agua de formación (Plantas, ductos, pozos).	100%	0%	3	0%	100%	12	80%	20%	2	0%	100%	12	55%	45%	14	0%	100%	15	0%	100%	3	34%	66%	9
13	INHIBIDOR DE CORROSION SISTEMA CERRADO DE ENFRIAMIENTO	Control de la corrosión en sistemas cerrados de enfriamiento de motores de embarcaciones, intercambiadores de calor inter-etapa de compresores.	Corrosión severa en los sistemas cerrados de enfriamiento, dejando sin servicio el uso del motocompresor, parando la producción de crudo y gas.	100%	0%	3	100%	0%	2	60%	40%	2	0%	100%	14	50%	50%	14	0%	100%	15	100%	0%	3	59%	41%	8

* A: % Nacionalidad de materia prima para producto terminado

* B: % Nacional

* C: % Importado

* D: Tiempo de entrega (Semanas)

% PROMEDIO MATERIA PRIMA NACIONAL	45%
% PROMEDIO MATERIA PRIMA IMPORTADO	55%
PROMEDIO TIEMPO DE ENTREGA (Semanas)	10

ANEXO N°3

A continuación, se definen los indicadores claves de desempeño (KPI) para las pruebas de laboratorio y de campo, estos mismos valores serán los KPI para el tratamiento químico a implementar por **EL PROVEEDOR**:

Productos para Operaciones Producción:

Descripción	Criterio de medición	Límite Máximo permisible
Pruebas de laboratorio y campo: rompedor de emulsión	Promedio BS&W	$\leq 0.20 \%$
Pruebas de laboratorio y campo: rompedor de emulsión	Promedio Sales	≤ 10 PTB
Pruebas de laboratorio y campo: inhibidor de parafina	Pour Point (P.P)	P.P tratado < P.P del blanco
Pruebas de laboratorio y campo: Inhibidor de parafina – Todas las áreas del Lote Z-69	Frecuencia de corte de parafinas Tiempo de corte de parafina	menor posible (frecuencia en días, tiempo en horas)
Pruebas de laboratorio: Solvente de parafina	Porcentaje de solvencia	$> 60 \%$
Pruebas de laboratorio y campo (biocida)	Conteo BSR	≤ 100 UFC/mL
Pruebas de laboratorio y campo: inhibidor de corrosión.	Velocidad de corrosión	≤ 5.0 mpy
Pruebas de campo: Inhibidor de hidratos	Desfogues	Menor posible

a. Productos para Plantas de Tratamiento de Aguas Producidas

Descripción	Criterio de medición	Límite Máximo permisible
Pruebas de laboratorio y campo (biocida)	Conteo BSR	≤ 100 UFC/mL
Pruebas de laboratorio y campo: Clarificador de agua.	Turbidez	≤ 20 NTU
Pruebas de campo: Clarificador de agua.	Sólidos suspendidos totales (TSS)	≤ 20 ppm
Pruebas de campo: Clarificador de agua	Hidrocarburos totales de petróleo (TPH)	≤ 20 ppm
Pruebas de campo: Secuestrante de oxígeno	Oxígeno disuelto	≤ 20 ppb

b. Productos para Control de Corrosión en Sistemas Cerrados de Enfriamiento (motores de embarcaciones e intercambiadores de calor inter-etapa de compresores)

Descripción	Criterio de medición	Límite Máximo permisible
Pruebas de laboratorio	Protección comparativa respecto al blanco	$\geq 90 \%$
Pruebas de campo	pH	9.5 – 10.5
Pruebas de campo	Residual de nitritos	1000 – 1500 ppm NaNO ₂

ANEXO N°4
TIEMPO ESTIMADO PARA LAS PRUEBAS DE LABORATORIO Y CAMPO

1. De la indagación de mercado (Ver Anexo Nro. 2) realizado a los principales proveedores de químicas se ha identificado que:
 - 07 proveedores están interesados en iniciar un proceso de selección.
 - El tiempo de entrega de productos a evaluar sería de 10 semanas.
2. El tiempo para las pruebas de laboratorio y de campo para la selección de nuevos productos sería de 28 semanas aproximadamente siendo que consta de varias etapas, como se indica a continuación:

ITEM	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD	Tiempo (Semanas)
1	Selección de zonas del Lote Z-69 (Lobitos, Peña Negra, Litoral, Providencia, o San Pedro, en mar o tierra) donde se realizarán las pruebas	1
2	Entrega de muestras de fluidos y material sólido a los postores	1
3	Selección de productos químicos por parte de postores.	2
4	Evaluaciones y selección de productos a nivel laboratorio.	4
5	Respuesta y preparación de postores para realizar prueba de campo.	1
6	Importación de productos químicos de postores para realizar prueba de campo.	10
7	Prueba de productos químicos en campo (Depende de cuantos postores pasan a la prueba de campo. 04 semana por postor. Se considera mínimo 2 postores).	8
8	Respuesta a postores que pasaron la prueba de campo, y presentación de propuesta económica.	1
Tiempo Total Pruebas Laboratorio - Campo		28

ANEXO 5

METODOLOGIA DE PRUEBAS DE LABORATORIO Y CAMPO PARA SELECCIÓN DE PRODUCTOS QUIMICOS

1. Aplicación de pruebas de laboratorio y de campo a los productos:

Aplicación / Producto	Prueba de laboratorio	Prueba de campo
Demusificante directo	SI	SI
Dispersante de parafina	SI(*Nota1)	SI(*Nota1)
Inhibidor de parafina	SI	SI
Solvente de parafina	SI	NO (*Nota2)
Biocidas no oxidantes (1 y 2)	SI	SI
Inhibidor de corrosión fase agua	SI	SI
Inhibidor de corrosión fase gas	SI	SI
Inhibidor de hidratos	NO (*Nota3)	SI
Clarificador para planta de aguas	SI	SI
Biocidas no oxidantes para planta de aguas (1 y 2)	SI	SI
Secuestrante de oxígeno	NO (*Nota4)	SI
Inhibidor de corrosión sistema cerrado de enfriamiento	SI	SI
Rompedor Total de Emulsión	SI	NO

***Nota 1:** Se evaluará, de acuerdo con el postor, la aplicación con la prueba del demulsificante en conjunto.

***Nota 2:** El solvente de parafina será seleccionado de forma definitiva en base a los resultados de las pruebas de solvencia a nivel laboratorio, no tendrá prueba de campo, salvo petición expresa, debidamente sustentada por el postor.

***Nota 3:** El inhibidor de hidratos no pasará por pruebas de selección a nivel laboratorio, la selección para la prueba de campo será en base a la información suministrada por el postor sobre casos históricos, productos de baja dosificación (tipo cinéticos), software de aplicación disponible y concentración en gal/MMCF propuesta y a los resultados que obtenga el postor en las pruebas del resto de aplicaciones.

***Nota 4:** El secuestrante de oxígeno no pasará por pruebas de selección a nivel laboratorio, deberá ser propuesto como parte de un paquete de tratamiento para las plantas de aguas por los proveedores que clasifiquen para las pruebas de campo con el clarificador y biocidas.

Los indicadores claves de desempeño (KPI) para las pruebas de laboratorio y de campo han sido establecidos claramente en el ANEXO 3.

Las pruebas de campo se realizarán sólo para los productos que pasen satisfactoriamente las pruebas de laboratorio realizadas por PETROPERU y se realizarán en las áreas de producción del Lote Z-69 definidas por PETROPERU.

El tiempo límite de la prueba de campo a cargo de PETROPERÚ será como máximo de UN (01) mes, y se mantendrá según el desempeño de los productos en base a los indicadores de prueba (KPI) definidos en el ANEXO 3.

Los proveedores que pasen las pruebas de campo de forma exitosa podrán participar del proceso selectivo.

2. Metodología de actividades para pruebas de laboratorio y de campo

2.1. **Selección de zonas del Lote Z-69 donde se realizarán las pruebas de campo (Tiempo: 1 semana)**

La aplicación de producto es en pozos, ductos, o baterías de los campos de producción ubicados en las zonas de Lobitos, Peña Negra, Litoral, Providencia, o San Pedro, en mar o tierra.

La selección de la zona dependerá de la criticidad de los fluidos a tratar.

2.2. **Entrega de muestras de fluidos y material sólido a postores (Tiempo: 2 semanas)**

PETROPERU, realizará la entrega de muestras como: fluidos, sólidos, etc.; a cada postor de manera que éstos puedan realizar pruebas de selección de químicos previas en su laboratorio con el objetivo de que puedan recomendar sus mejores productos.

- a) **Muestra de mezcla de crudo, para selección de Rompedor de Emulsión**, 2 gal x postor, las cuales serán tomadas por PETROPERU realizando la mezcla de la siguiente manera:

Área lobitos

MUESTRA	PROPORCION DE MUESTRAS DE POZOS (%)			
	LO6-36D	LO6-29D	LO16-35D	LO16-28
MIX	48	17	15	20

Área San Pedro

MUESTRA	PROPORCION DE MUESTRAS DE POZOS (%)				
	SP1A-12D	SP1A-1D	SP1A-7D	SP1A-8D	SP1A-9D
MIX	11	5	17	27	40

- b) **Muestra de mezcla de crudo, para selección de Inhibidor de Parafina**, 2 gal x postor, las cuales serán tomadas por personal de PETROPERU, realizando la mezcla de la siguiente manera:

MEZCLA	POZOS	
	LO6-36D (85 %)	LO6-29D (15 %)
M1		
M2	LO16-35D (40%)	LO16-28D (60%)

c) Muestras sólidas de contenido parafínico-asfalteno, para selección de Solvente de Parafina. (@500 gr)

Se entregará muestras sólidas de parafinas provenientes de los pozos crítico del área de Lobitos.

Muestras serán tomadas por el personal de PETROPERU.



d) Muestras de agua de formación para selección de biocidas. Cant. @ 3 gal x postor.

Se entregará muestras de agua de formación provenientes de pozos con alto contenido de producción de agua como por ejemplo pozo TT-11.

Muestras serán tomadas por el personal de PETROPERU.



e) Muestra de crudo y agua de formación para selección de Inhibidor de Corrosión fase agua. Cant. @ 3 gal x postor.

Se entregará muestra de crudo y agua de formación provenientes de pozos con alto contenido de producción de agua como por ejemplo pozo TT-11.

Muestras serán tomadas por el personal de PETROPERU.



f) Muestra de crudo y agua de formación para selección del Inhibidor de corrosión, fase gas.

Se entregará muestra de crudo y agua de formación provenientes de pozos con alto contenido de producción de agua como por ejemplo pozo TT-11.

Muestras serán tomadas por el personal de PETROPERU.



g) Muestra de agua desmineralizada, para selección del Inh. De corrosión para sistemas de enfriamiento cerrado. Cant. @3 gal x postor.

Personal de PETROPERÚ, tomará muestra de agua desmineralizada proveniente de la planta de Tratamiento de agua ubicada en el Muelle Tortuga.

h) Muestra de agua de formación para selección de clarificadores de agua, Cant. @ 5 gal x postor

Personal de PETROPERÚ, se encargará de la toma de muestras y mezcla del agua de formación provenientes de la Planta de Agua de inyección de batería PTS y Batería Peña Negra.



2.3. Selección de Productos Químicos por parte de los Postores (Tiempo: 2 semanas)

Cada postor tendrá un tiempo prudencial de dos semanas para que pueda realizar sus pruebas internas de laboratorio y pre-seleccione sus mejores productos para cada aplicación solicitada.

De acuerdo con ello cada postor debe presentar dos muestras de cada uno de sus productos pre-seleccionados; de los cuales una muestra quedará bajo custodia en instalaciones de PETROPERU, y la segunda muestra será usada para las respectivas pruebas de laboratorio.

2.4. Evaluaciones y selección de productos a nivel laboratorio (Tiempo 4 semanas)

2.3.1 Productos para Operaciones de Producción:

Las pruebas de laboratorio se realizarán para los siguientes productos:

a) Prueba de selección de rompedor de emulsión:

Se realizarán prueba de botellas (bottle test) para la evaluación de los productos propuestos. El proveedor deberá presentar 01 producto, como máximo dos productos, si son propuestos para áreas distintas. (Ver protocolo en **ANEXO 4-A**)

El petróleo crudo por evaluar será de las áreas de Lobitos mar y San Pedro. Los parámetros de selección de productos serán:

- Menor porcentaje de BS&W en el tope y medio.
- Bajo contenido de PTB en el tope y medio.
- Menor porcentaje de emulsión en el mixer.
- Interface bien definida.
- Fase crudo limpia sin presencia de emulsión.
- Alto corte de agua.
- Fase agua cristalina.
- Concentración en prueba: Indicada en el protocolo de prueba de laboratorio.
- En lo posible, máximo 01 producto por proveedor (máximo 2, si son propuestos para áreas distintas)
- Se seleccionará como máximo 02 productos para prueba de campo.

b) Prueba de selección de Inhibidor de Parafina: Define la eficiencia del producto para reducir el punto de escurrimiento respecto al del blanco (petróleo crudo sin tratar). Se realizarán pruebas de laboratorio para determinar el punto de escurrimiento (Pour Point) y el punto de niebla (Cloud Point) y seleccionar como máximo dos productos para prueba de campo; el desarrollo de la prueba de selección se establece en el protocolo indicado en el **ANEXO 4-B**.

El petróleo crudo para evaluar se obtendrá de dos de los pozos que presenten mayor frecuencia y tiempos de corte de parafina. Los pozos para considerar para obtener las muestras de crudo son: **LO6-29, LO6-36D, LO16-28D, y LO16-35D**. El parámetro de selección será:

- Menor punto de escurrimiento respecto al valor obtenido con el blanco (crudo sin tratar).

c) Prueba de selección de Solvente de Parafina:

Define la eficiencia del producto para disolver una muestra de parafina después de un tiempo de remojo con el solvente evaluado. Se realizarán pruebas de solvencia en el laboratorio y se seleccionarán como máximo dos proveedores; el desarrollo de la prueba de selección se establece en el protocolo indicado en el **ANEXO 4-C**.

El solvente de parafina propuesto por el proveedor deberá ser de **preferencia un producto químico no fiscalizado por la SUNAT**, para lo cual el proveedor deberá evidenciar el certificado respectivo.

Los dos productos con mayor eficiencia en la prueba de solvencia serán finalmente evaluados con la propuesta técnica-económica del proveedor para seleccionar un producto para su aplicación definitiva en líneas de transferencia de petróleo crudo. No se realizará evaluación de campo.

Para la selección del solvente se tendrá en consideración lo siguiente:

- Alto porcentaje de disolución de parafinas.
- Baja volatilidad a temperatura ambiente.
- Las pruebas de solvencia se realizarán con muestras de parafina de dos pozos representativos con problemas de acumulación de parafinas en las áreas de Lobitos.
- De ser posible, las pruebas de laboratorio se harán en el laboratorio de PETROPERU, de lo contrario debe considerarse un laboratorio externo con muestras de producto codificadas.
- Máximo un (01) solvente por proveedor.

d) Prueba de selección de Biocidas: Define la eficiencia del producto para controlar actividad de la bacteria sulfato reductora (BSR) en una prueba de “aniquilación” (kill test) con muestra de agua producida a una determinada concentración y tiempo de contacto. Se realizarán pruebas en el laboratorio para seleccionar como máximo dos productos de un sólo proveedor; el desarrollo de la prueba de selección se establece en el protocolo indicado en el **ANEXO 4-D**.

- La concentración final de bacterias sulfato reductoras (BSR) en los viales inoculados con los biocidas deberá ser menor o igual a 100 UFC/mL (tiempo de incubación: 21 días)
- Concentración en prueba 200 ppm.
- Número de viales en prueba seis (06). Los viales deberán ser suministrados por el proveedor.
- Máximo (02) productos por proveedor.

Para la prueba de campo serán seleccionados 02 proveedores como máximo, cada uno con dos biocidas de diferente composición química. Los proveedores seleccionados para prueba de campo deberán presentar procedimientos para determinar residuales de los biocidas a evaluar en el campo. Los biocidas seleccionados deben ser el tipo no oxidante.

e) Prueba de selección de Inhibidor de corrosión para fase agua: Define la eficiencia del producto para controlar corrosión en la tubería de producción del pozo con aplicación hueco abajo (down hole).

Las pruebas de laboratorio se realizarán con muestras de fluidos producidos (crudo y agua). Se seleccionarán como máximo dos

productos para la prueba de campo; el desarrollo de la prueba de selección se establece en el protocolo indicado en el **ANEXO 4-E**.

Realizar pruebas de laboratorio para seleccionar productos utilizando pruebas de tendencia a la emulsión y cupones de corrosión de acuerdo con protocolo. Las pruebas se realizarán en el laboratorio de PETROPERU, de lo contrario debe considerarse un laboratorio externo con muestras de producto codificadas.

- Máximo 01 producto por proveedor.
- Seleccionar los productos que superen la prueba de emulsión para prueba adicional de laboratorio con cupones de corrosión.
- Rate de corrosión esperado: menor o igual a 5 mpy (método pérdida de peso, cupones).
- Concentración en prueba 30 ppm.
- Los resultados de la prueba con cupones de corrosión servirán para seleccionar dos productos para evaluación en el campo.
- El proveedor seleccionado deberá presentar procedimiento para determinación de residuales del producto a evaluar en campo.
- Se seleccionará como máximo 02 productos para prueba de campo.

f) Prueba de selección de Inhibidor de corrosión para fase gas:

Define la eficiencia del producto para controlar corrosión en el sistema de transferencia de gas lift de Litoral mar.

Las pruebas de laboratorio se realizarán con muestras de fluidos producidos (crudo y agua). Se seleccionará como máximo dos productos para prueba de campo; el desarrollo de la prueba de selección se establece en el protocolo indicado en el **ANEXO 4-F**

Realizar pruebas de laboratorio para seleccionar productos utilizando pruebas con cupones de corrosión de acuerdo con protocolo. Las pruebas se realizarán en el laboratorio de PETROPERU, de lo contrario debe considerarse un laboratorio externo con muestras de producto codificadas.

- Máximo 01 producto por proveedor.
- Seleccionar los productos que superen la prueba de laboratorio con cupones de corrosión.
- Rate de corrosión esperado: menor o igual a 5 mpy (método pérdida de peso, cupones).
- Concentración en prueba 100 ppm.
- Los resultados de la prueba con cupones de corrosión servirán para seleccionar el producto para evaluación en el campo.
- Se seleccionará como máximo 02 productos para prueba de campo.

g) Prueba de selección de Inhibidor de corrosión para sistema de enfriamiento cerrado:

Define la eficiencia de un producto (con un componente activo de base nitritos) para controlar corrosión en sistemas cerrados de enfriamiento de motores de embarcaciones e intercambiadores de calor Inter etapa de compresores. Las pruebas de laboratorio se realizarán con muestra de agua tratada de la Planta de Tortuga (agua desmineralizada). El desarrollo de la prueba de selección se establece en el protocolo indicado en el **ANEXO 4-G**.

- Realizar pruebas de laboratorio para seleccionar productos utilizando pruebas con electrodos de corrosión de acuerdo con protocolo.
- Máximo 01 producto por proveedor.
- La prueba de laboratorio propuesta es del tipo dinámica usando para ello un equipo de medición LPR y una probeta de laboratorio PAIR Modelo TF220, para lo cual se debe recurrir a un laboratorio externo. La prueba debe considerar agitación y control de temperatura.
- El grado de protección del inhibidor de corrosión propuesto debe ser mayor al 90 % respecto al blanco.
- Concentración en prueba: 5500 ppm.
- Los resultados de la prueba dinámica de laboratorio servirán para seleccionar el producto para aplicación en el campo.
- Se seleccionará como máximo 02 productos para prueba de campo.

2.3.2 Productos para Plantas de Tratamiento de Agua Producida

El tratamiento químico en las plantas de tratamiento de agua producida deberá ser propuesto por el proveedor como un paquete de tratamiento que involucra el uso de secuestrante de oxígeno, clarificador y biocidas. De acuerdo con su criterio y experiencia, El proveedor podrá proponer un inhibidor de incrustaciones en lugar de un inhibidor de corrosión, ya que por presentarse mezclas de agua de diferentes áreas (composición química) se podría tener una potencial tendencia a incrustaciones. Además, se entiende que el control de corrosión debería lograrse mayoritariamente con la aplicación del secuestrante de oxígeno y los biocidas. La recomendación de este punto se deja a criterio del postor, quien deberá sustentarlo técnicamente con análisis, experiencias pasadas y/o simulaciones de software de compatibilidad de aguas.

a) Prueba de selección de Clarificador de agua:

Define la eficiencia del producto para minimizar el contenido de sólidos suspendidos y residuales de aceite del agua producida a disponer en pozos inyectoros. Se realizarán pruebas en el laboratorio para seleccionar como máximo dos (02) productos; el desarrollo de la prueba de selección se establece en el protocolo indicado en el **ANEXO 4-H**.

Se realizará prueba de jarras (jar test) para la evaluación de los productos en laboratorio, la misma que puede realizarse en el laboratorio de PETROPERU, de lo contrario debe considerarse un laboratorio externo con muestras de producto codificadas. Se evaluará lo siguiente:

- Buena calidad de agua (cristalina).
- Valor de turbidez ≤ 15 NTU (para el jar test el KPI será 15 NTU, pero para la aplicación en campo será de 20 NTU)
- Tamaño del flóculo formado.
- Velocidad de descenso del flóculo.
- Menor cantidad de sólidos en suspensión.
- Concentración en prueba 130 ppm.
- Máximo 01 producto por proveedor.

b) Prueba de selección de Biocidas: Define la eficiencia del producto para controlar actividad de la bacteria sulfato reductora

(BSR) en una prueba de botella (kill test) con muestra de agua producida a una determinada concentración y tiempo de contacto. Se realizarán pruebas de verificación en el laboratorio para confirmar la eficiencia de los productos seleccionados en la prueba de laboratorio para selección de biocidas para operaciones de producción. Para las pruebas indicadas, se utilizará muestras de agua de cada una de las plantas de tratamiento de agua producida de Batería 1 y PTS; el desarrollo de la prueba de selección se establece en el protocolo indicado en el **ANEXO 4-D**.

- La concentración final de bacterias sulfato reductoras (BSR) en los viales inoculados con los biocidas deberá ser menor o igual a 100 UFC/mL
- Concentración en prueba 200 ppm.
- Número de viales en prueba seis (06). Los viales deberán ser suministrados por el proveedor.

2.5. Respuesta y preparación de postores para realizar prueba de campo.

Una vez determinada las pruebas de laboratorio con los productos químicos ya probados, evaluados y seleccionados, se les comunicará a los postores que lograron presentar los mejores productos; quienes deberán prepararse con su personal y materiales necesarios para la realización de la prueba de sus productos en el campo.

2.6. Importación de Productos Químicos de Postores para realizar pruebas de campo (Tiempo: 10 semanas)

Muchos de los productos químicos y/o materias primas de los postores para mezcla son de importación por lo que, para el desarrollo de la prueba de campo es necesario que el postor, cuente con el tiempo prudencial para la importación debida y prepare los productos a probar en las operaciones del lote Z-69 y puedan desarrollar la prueba de campo con el debido proceso.

Es por ello por lo que el tiempo estipulado (Ver Anexo Nro. 2) en este ítem debe ser considerado y tomado en cuenta.

2.7. Prueba de productos químicos en campo (Tiempo: 4 semanas/1 mes x postor)

Las pruebas en campo se realizarán en las áreas de producción seleccionadas del Lote Z-69 de PETROPERU.

El tiempo de duración de las pruebas de campo será el mínimo necesario para obtener conclusiones que permitan establecer la eficiencia del producto evaluado y cumplir los criterios de medición establecidos por PETROPERU (KPI), y durarán como máximo 30 días por postor, siendo que la evaluación debe ser en el mismo campo para todos los postores.

Los proveedores deberán enviar los MSDS de los productos químicos a emplear en la prueba en campo, así como los procedimientos y reactivos para determinar residuales en el caso de biocidas e inhibidores de corrosión.

2.7.1. Pruebas de campo con productos para Operaciones de Producción

a) Prueba de campo con rompedor de emulsión:

Los productos seleccionados en la prueba de laboratorio serán evaluados en el área de Lobitos y San Pedro.

- Dosis Lobitos: Propuesta por el proveedor, no mayor a 250 ppm.
- Volumen de producción de Lobitos: BOPD= 1,200, BWPD= 400
- Dosis San Pedro: Propuesta por el proveedor, no mayor a 250 ppm.
- Volumen de producción de San Pedro: BOPD= 320, BWPD= 860
- La evaluación de los productos será en base a resultados de BS&W y PTB en las locaciones de llegada del crudo tratado. En el caso de Lobitos, será en Batería Primavera; y en el caso de San Pedro, será en la descarga a la embarcación Lambayeque.
- El pago de la prueba se realizará en función a resultados y al cumplimiento de los KPIs definidos en las especificaciones técnicas (ANEXO 3), los resultados serán medidos por PETROPERU.
- Duración de prueba: 30 días por producto.

b) Prueba con Inhibidor de Parafina:

Los productos seleccionados en la prueba de laboratorio serán evaluados en el área de Lobitos. Los dos proveedores seleccionados realizarán las pruebas de campo en dos pozos a designar:

- Dosificación de inhibidor de parafina: 400 – 1000 p.p.m.
- Se realizará corte de parafina en el pozo, antes y después de empezar evaluación.
- La evaluación de los productos será en base a resultados de pruebas de punto de escurrimiento, concentración de producto, producción del pozo y tiempos de corte de parafina.
- El pago de la prueba se realizará en función a resultados y al cumplimiento de los KPIs definidos en las especificaciones técnicas (ANEXO 3), los resultados serán medidos por PETROPERU.
- Duración de prueba: 30 días por producto.

c) Prueba con Inhibidor de Hidratos:

- La selección de los productos para prueba de campo será en base a resultados de aplicación en otros sistemas similares, de baja dosificación.
- Máximo un (01) producto por proveedor.
- Seleccionar máximo dos (02) productos para prueba de campo.
- Los productos serán evaluados en la Batería Providencia o Manifold de Gas Lift de las plataformas de PN3 y PN7.
- Dosis: Propuesta por el proveedor, la misma que deberá ser menor a la concentración utilizada en campo.
- Volumen de Gas Lift a tratar en Providencia: 1,800 MSCFD
- Para la evaluación del inhibidor de hidratos se tomará en cuenta el menor número de eventos de desfuegos en líneas de transferencia de Gas Lift, perfiles de presión y la dosis recomendada en galones de producto por MMSCFD.
- El pago de la prueba se realizará en función a resultados y al cumplimiento de los KPIs definidos en las especificaciones técnicas (ANEXO 3), los resultados serán medidos por PETROPERU.
- Duración de prueba 30 días por producto.

d) Prueba con biocidas

- Los productos de los dos proveedores seleccionados serán evaluados en forma simultánea en una de las áreas Offshore de Peña Negra y Lobitos designada por PETROPERÚ.

- La aplicación de los biocidas será en forma alternada por batch cada 03 días.
- Para los productos seleccionados a evaluar en el área de Peña Negra, se realizará monitoreo en los puntos de llegada de las líneas de R y UU a Batería N.1; y para los productos a evaluar en el área de Lobitos, se realizará monitoreo en los puntos de llegada de las líneas de ZZ y LO10 a Batería Primavera.
- La concentración máxima de actividad de bacterias BSR deberá ser menor o igual a 100 UFC/mL.
- Duración de la prueba, treinta días (30).
- Concentración en prueba, máx. 1000 ppm.
- El pago de la prueba se realizará en función a resultados y al cumplimiento de los KPIs definidos en las especificaciones técnicas (ANEXO 3), los resultados serán medidos por PETROPERU.

e) Prueba con inhibidor de corrosión fase agua

- Los dos productos seleccionados en la prueba de laboratorio serán evaluados en dos de los pozos de plataforma TT de Peña Negra Offshore. Los pozos para considerar son TT-9 (BOPD = 11, BWPD = 11) y TT-11 (BOPD = 11, BWPD = 14).
- Los productos de los dos proveedores seleccionados serán evaluados en forma simultánea en uno de los pozos indicados; el pozo donde se realizará la prueba será establecido por PETROPERU.
- Para los productos seleccionados a evaluar en los pozos de plataforma TT - Peña Negra, se realizará monitoreo de hierro total y residual de aminos en cabeza de pozo.
- El conteo de hierro permitirá calcular la velocidad de corrosión en mpy, la misma que deberá ser menor a 5 mpy.
- El residual de aminos deberá ser en cantidad suficiente para mantener la reposición de la película fílmica de protección, a ser recomendado por proveedor.
- Duración de la prueba, treinta días (30).
- Concentración en prueba, propuesta por el proveedor y que asegure la protección del sistema.
- El pago de la prueba se realizará en función a resultados y al cumplimiento de los KPIs definidos en las especificaciones técnicas (ANEXO 3), los resultados serán medidos por PETROPERU.

f) Prueba con inhibidor de corrosión fase gas

Los dos productos seleccionados en la prueba de laboratorio serán evaluados en el campo de Litoral Offshore, y aplicado en los puntos ubicados en las líneas de Gas Lift de LT1 y 3B.

- El volumen de Gas Lift usado en el área de Litoral Offshore es de +/- 2,500 MSCFD.
- PETROPERU determinará el producto que empezará la prueba de campo.
- Se realizará monitoreo con cupón de corrosión implementado en la línea de gas lift ubicado en plataforma LT1.
- Duración de la prueba, treinta días (30).
- Concentración en prueba, propuesta por el proveedor y que asegure la protección del sistema.
- El pago de la prueba se realizará en función a resultados y al cumplimiento de los KPIs definidos en las especificaciones técnicas (ANEXO 3), los resultados serán medidos por PETROPERU.

2.7.2. Pruebas de campo con productos para Plantas de tratamiento de agua

Para la evaluación del clarificador y los biocidas seleccionados en las pruebas de laboratorio, los proveedores deberán proponer un secuestrante de oxígeno.

- El paquete de tratamiento químico indicado en el párrafo anterior será evaluado en forma simultánea en una de las dos plantas de tratamiento de agua de Batería 1 y PTS. PETROPERU determinará la planta de tratamiento de agua donde cada uno de los proveedores seleccionados iniciará la evaluación de sus productos.
- La evaluación del paquete de tratamiento será durante treinta días (30) en cada una de las plantas de tratamiento de agua.
- La concentración de los productos será propuesta por el proveedor y estará en línea con los resultados obtenidos a nivel laboratorio.
- Durante la evaluación se debe realizar pruebas de compatibilidad de productos
- Durante la evaluación de los productos se realizará monitoreo de los siguientes parámetros: concentración de oxígeno disuelto, turbidez, contenido de sólidos suspendidos (TSS), concentración de bacterias sulfato reductoras (BSR), contenido de gas H₂S disuelto.
- En cada una de las plantas de tratamiento de agua, al inicio de la evaluación se instalarán cupones de corrosión en los 03 puntos de monitoreo implementados para tal fin. Al final de la prueba, se removerán los cupones y se determinará la velocidad de corrosión.
- La selección del mejor paquete de tratamiento será en base a los resultados de calidad de agua obtenidos en las dos plantas, y las velocidades de corrosión.
- El pago de la prueba se realizará en función a resultados y al cumplimiento de los KPIs definidos en las especificaciones técnicas (ANEXO 3), los resultados serán medidos por PETROPERU.

2.7.3. Pruebas de campo del inhibidor de corrosión en sistema cerrados de enfriamiento de compresores

Los dos productos seleccionados en la prueba de laboratorio serán evaluados en forma simultánea en uno de dos compresores propuestos para la evaluación en su sistema de enfriamiento.

Para los productos seleccionados a evaluar en el sistema de enfriamiento de los compresores, se realizará monitoreo de:

- Residual de nitritos: 1000 – 1500 ppm NO₂⁻ (2250 – 3000 ppm. como NaNO₂).
- PH = 9.0 a 10.5.
- Concentración inicial 1500 ppm de nitritos, de mantenimiento 1000 - 1500 ppm NO₂⁻.
- Frecuencia de reposición de producto.
- Dosis requerida para alcanzar el residual estipulado.
- Duración de la prueba, treinta días (30).
- De ser posible se instalará cupones de corrosión, caso contrario se evaluará concentración de hierro.
- El pago de la prueba se realizará en función a resultados y al cumplimiento de los KPIs definidos en las especificaciones técnicas, los resultados serán medidos por PETROPERU.

Una vez concluidas las evaluaciones en campo, cada postor presentará un informe, dentro de su propuesta técnica, que deberá contener como mínimo los siguientes ítems:

- Descripción detallada del procedimiento utilizado en cada prueba (por producto).
- Resultados de las pruebas de laboratorio realizadas.
- Dosis recomendada por cada producto.
- Estabilidad de producto químico (variables).
- Principio activo de cada producto, porcentaje referencial de los principios activos en cada producto.
- Procedimiento y curvas de calibración de residuales de producto químico.
- Pruebas de compatibilidad de la mezcla de productos y con el fluido a tratar.
- Concentraciones de los productos químicos empleados y los resultados obtenidos en cada prueba y por producto.
- Detalle de cada día de prueba realizada, indicar condiciones del proceso; entre otros.
- Adjuntar MSDS de los productos químicos a emplear en las pruebas.
- Cantidad de producto químico a emplear por área, consumo mensual, dosis de productos químicos por área.

2.8. Respuesta a postores que pasaron la prueba de campo, y presentación de propuesta económica. (Tiempo: 1 semana)

Corresponde al tiempo para dar respuesta a los postores que pasaron la prueba de campo, y que en adelante puedan preparar y presentar su Propuesta Económica.

ANEXO N°04-A
PROTOCOLO DE PRUEBA DE LABORATORIO DE ROMPEDOR DE EMULSION

1. CONSIDERACIONES INICIALES:

En las figuras 1, y 2 se muestran los diagramas simplificados de las instalaciones de las áreas de Lobitos Offshore y San Pedro, y los puntos de inyección actuales del rompedor de emulsión.

Las muestras de crudo para la ejecución de las pruebas de laboratorio serán las más representativas y con la mayor precisión que fuera posible y sin tratamiento. En todos los ensayos se tendrá un blanco y una muestra control para comparación.

Denominación de muestras:

Área Lobitos Mar:

M1: Muestra proveniente del pozo LO6-36D (43%)

M2: Muestra proveniente del pozo LO6-29D (17%)

M3: Muestra proveniente del pozo LO6-25 (5%)

M4: Muestra proveniente del pozo LO16-35D (15%)

M5: Muestra proveniente del pozo LO16-28D (20%)

MIX: Muestra conformada por el porcentaje que se indica de cada uno de los pozos. La muestra obtenida será utilizada para la prueba de laboratorio, previo análisis de BS&W (determinar porcentaje de emulsión).

Área San Pedro: Las muestras se obtendrán de los pozos de SP1A:

M1: Muestra proveniente del pozo 12D (18%)

M2: Muestra proveniente del pozo 7D (13%)

M3: Muestra proveniente del pozo 8D (38%)

M4: Muestra proveniente del pozo 9D (31%)

MIX: Muestra conformada por el porcentaje que se indica de cada uno de los pozos. La muestra obtenida será utilizada para la prueba de laboratorio, previo análisis de BS&W (determinar porcentaje de emulsión).

El porcentaje de las muestras son referenciales y dependerá de la producción de los pozos, por lo que los porcentajes pueden ajustarse a criterio de PETROPERU.

Además de los ensayos planteados se requiere que evalúen el efecto del exceso en la dosificación, y de presentarse re-emulsión se brinde la concentración a partir de la cual se produce. La prueba de sobredosificación sólo se realizará con los dos productos que presenten los más bajos contenidos de BS&W.

Calidad de crudo requerido:

Las sales promedio del crudo deberá ser igual o menor a 10 PTB.

El BSW promedio del crudo deberá ser igual o menor a 0.25%

Consideraciones para la evaluación de desempeño:

La selección final del rompedor de emulsión estará basada en:

- El rompedor de emulsión deberá trabajar eficientemente con los diferentes tipos de carga y condiciones de operación regularmente usadas en el proceso.
- La cantidad de agua separada final durante la prueba, conforme al punto 3.6 descrito líneas abajo.
- El contenido de sales en Libras de NaCl por mil barriles de crudo (PTB), en la fracción media del crudo tratado.

2. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL CRUDO EN AREAS DE LOBITOS MAR Y SAN PEDRO

1ra parte: Evaluar el desempeño de rompedor de emulsión aplicado a la muestra MIX del Área Lobitos mar, reportar resultados que incluyan lecturas de PTB, BS&W (incluir emulsión, y pruebas de centrifugación sin química y con química).

2da parte: Evaluar el desempeño de rompedor de emulsión aplicado a la muestra MIX del Área San Pedro, reportar resultados que incluyan lecturas de PTB, BS&W (incluir emulsión, y pruebas de centrifugación sin química y con química).

3. PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO

El siguiente procedimiento será aplicado para la evaluación de cada rompedor de emulsión presentado:

- 3.1. Efectuar las mezclas de petróleo crudo indicadas para la secuencia de simulación del proceso.
- 3.2. Preparar un set de botellas de vidrio graduadas de 1 litro y agregar 1 litro de muestra de crudo en cada botella. Una de las botellas servirá de blanco.
- 3.3. Dosificar en cada frasco (a excepción del frasco reservado como blanco) la concentración X microlitros del rompedor de emulsión a evaluar (Adicionar producto puro, sin diluciones). Las concentraciones serán las siguientes:
Muestra de Lobitos: 150 ppm. (0.15 ml = 150 ul)
Muestra de San Pedro: 150 ppm. (0.15ml = 150 ul)
- 3.4. Rotular las muestras adecuadamente de tal forma que puedan diferenciarse la muestra que servirá de blanco y las muestras de los postores. Efectuar el mezclado manual procediendo a agitarlas como máximo 50 veces. **IMPORTANTE: TODAS LAS MUESTRAS DEBEN SER AGITADAS AL MISMO TIEMPO.**
- 3.5. Las pruebas serán evaluadas a temperatura ambiente, dado que son las condiciones operativas que se manejan en Batería Primavera Lobitos, en San Pedro (Sechura) y en la PTS (planta de almacenamiento de crudo donde se reciben los bombeos de Lobitos y San Pedro)
- 3.6. Registrar el % de agua separada y la emulsión a los 5, 15, 30, 60, 120 y 480 minutos (8 horas), anotando además la apariencia del agua y la característica de la interface y otras observaciones que considere conveniente.
- 3.7. Transcurrido el tiempo máximo indicado, destapar las muestras de cada uno de los frascos correspondientes al blanco y usando una jeringa graduada de 50 ml extraer dos muestras: 10 ml de muestra de la parte media de la fase crudo para lectura de PTB y 100 mL de muestra (50 mL de la parte superior del frasco (a 90 %) y 50 ml de la parte media (50 %) de la fase crudo para hacer un compósito) para lectura de BSW.
- 3.8. Las muestras para PTB de cada uno de los postores serán codificadas y enviadas a un laboratorio externo para el respectivo análisis.
- 3.9. Las pruebas de BS&W se realizarán en el laboratorio de PETROPERU, de lo contrario debe considerarse un laboratorio externo con muestras de producto codificadas. Realizar el análisis de BS&W de acuerdo con el procedimiento ASTM D-4007
- 3.10. Luego de centrifugar, registrar el valor de % de BS&W indicando el contenido de sólidos (BS), agua (W) y presencia de emulsión (E). Luego proceder a realizar análisis de BS&W con química (agregar 10 microlitros de rompedor de emulsión) y con temperatura, para totalizar el contenido de agua presente.
- 3.11. Obtener los resultados de los análisis de PTB a los 10 mL retirados de acuerdo con lo indicado en el punto 3.8.
- 3.12. Considerando los resultados de las pruebas realizadas en el laboratorio y los resultados de PTB, se selecciona los dos mejores productos que cumplan con los controles de calidad de BS&W y PTB.
- 3.13. A los dos productos seleccionados se efectuará prueba adicional de sobredosificación. De presentar problemas de sobredosificación alguno de los productos seleccionados, se eliminará y será considerado el producto que ocupo el tercer lugar, siempre y cuando cumpla los controles de calidad especificados.

4. INFORMACIÓN ADICIONAL

Diagrama de Batería Primavera Lobitos.

Diagrama del sistema de transferencia de Petróleo Crudo y Gas Lift de San Pedro.

Diagrama de PTS (Planta de almacenamiento de crudo).

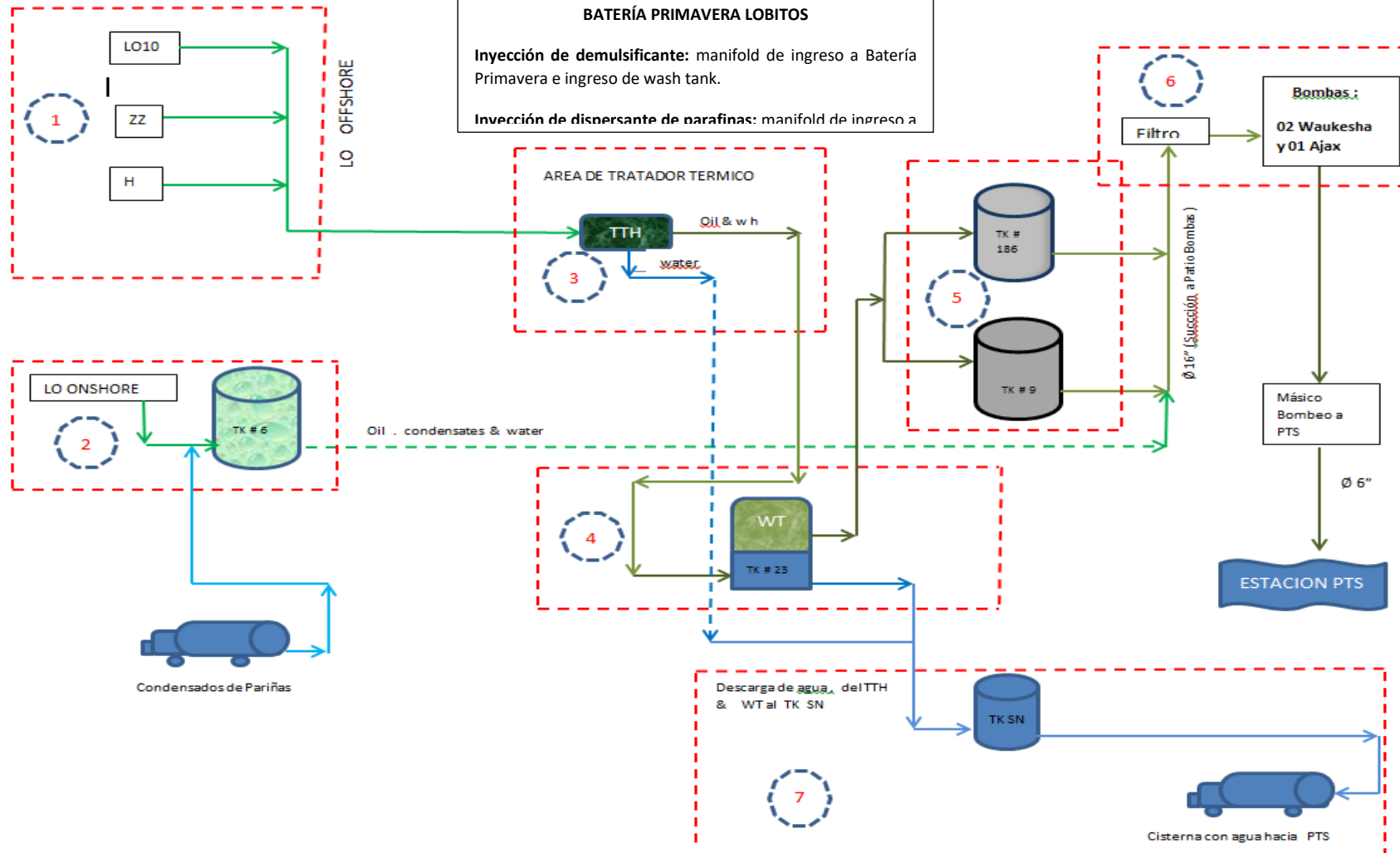
Formato de reporte de evaluación.

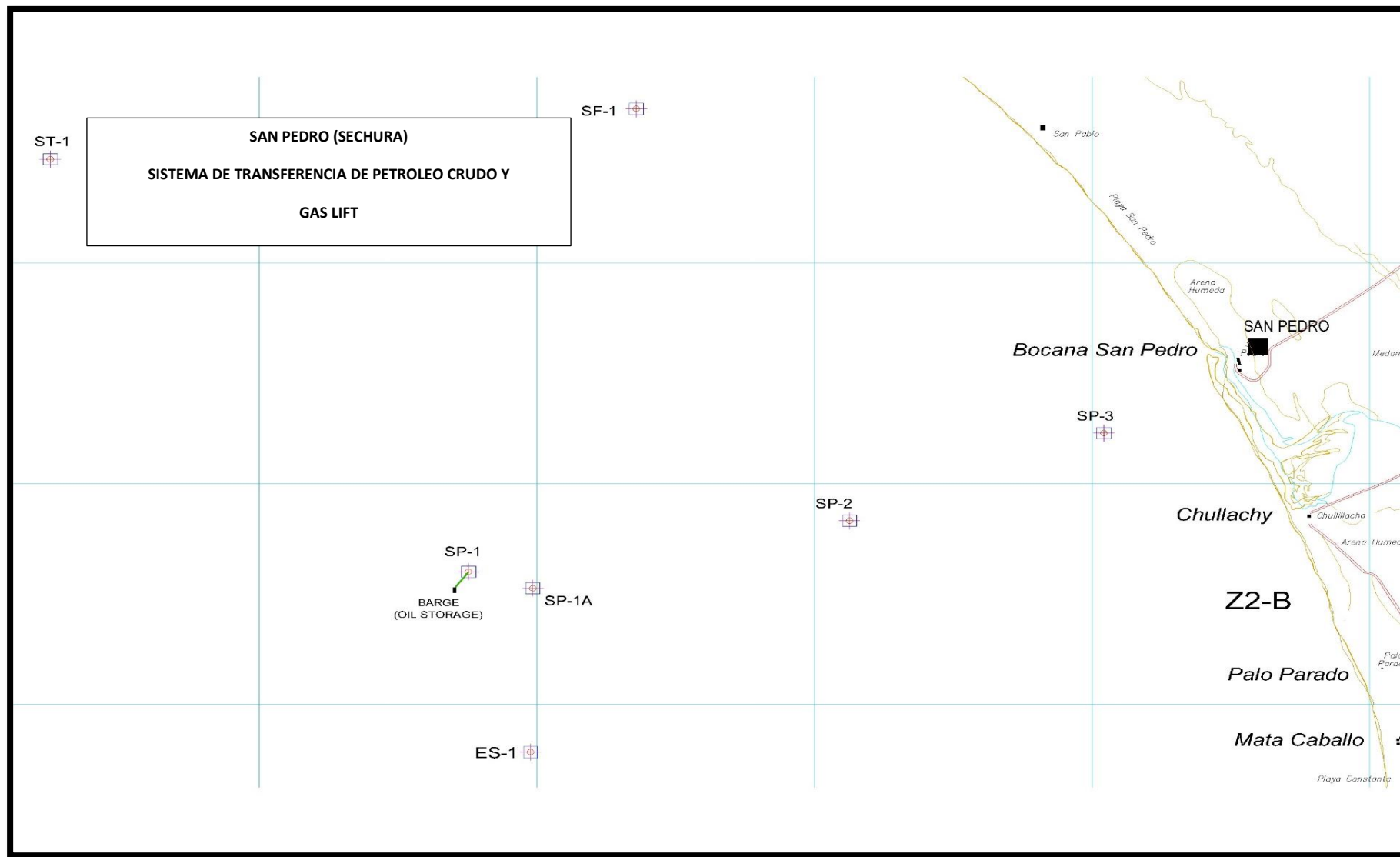
DIAGRAMA DE FLUJO DE PRIMAVERA LOBITOS

BATERÍA PRIMAVERA LOBITOS

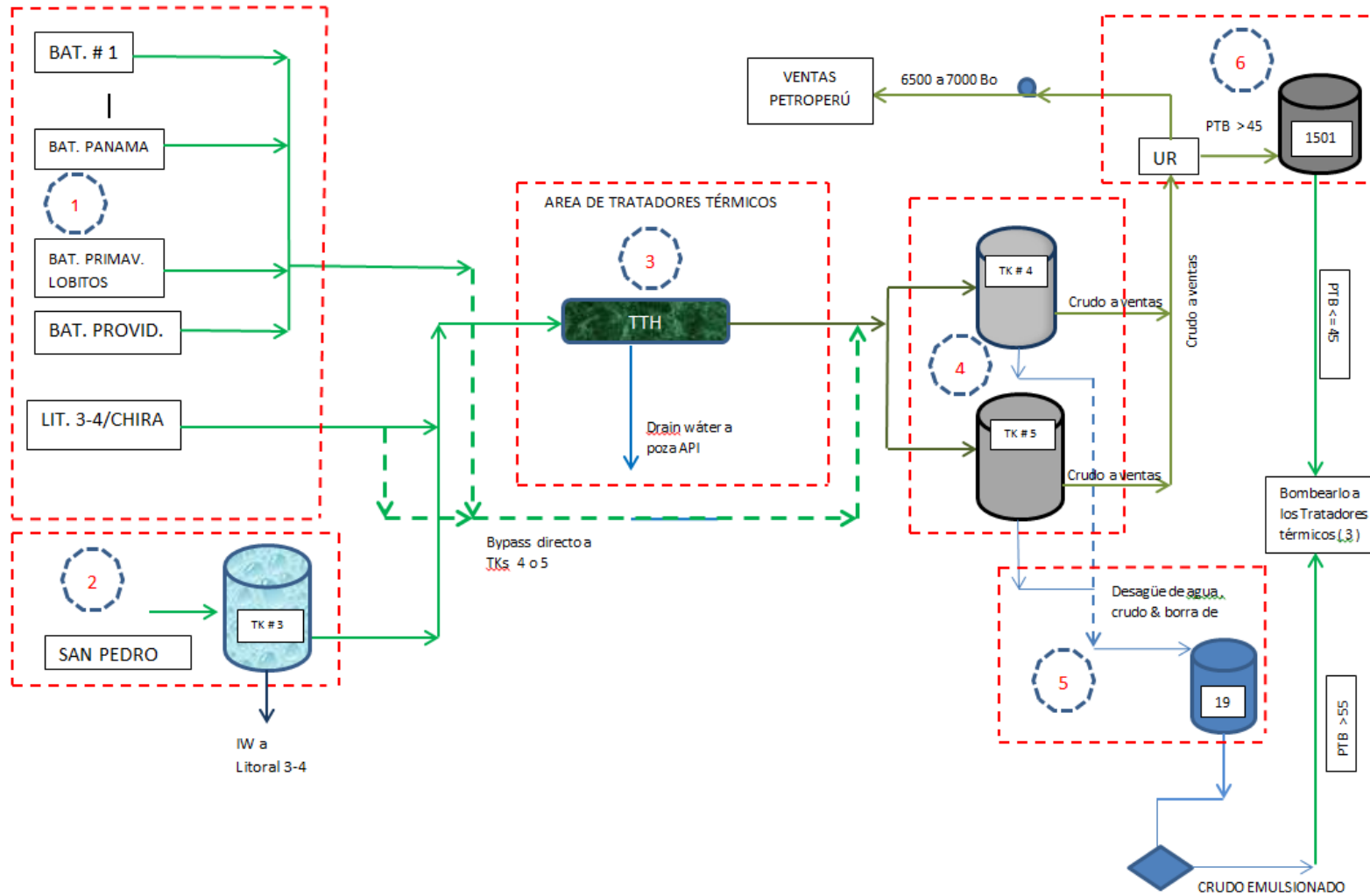
Inyección de demulsificante: manifold de ingreso a Batería Primavera e ingreso de wash tank.

Inyección de dispersante de narafinas: manifold de ingreso a





FLUJOGRAMA DE PTS (Planta de Almacenamiento de Crudo)



[illegible]

ANEXO 4-B**PROTOCOLO DE PRUEBA DE LABORATORIO DE INHIBIDOR DE PARAFINA****1. CONSIDERACIONES INICIALES:**

La selección de los productos será en base a resultados de pruebas de punto de escurrimiento (Pour Point) basado en el método **ASTM D-5853**, para cada inhibidor de parafina se utilizarán muestras de crudo de dos de los cuatro pozos que se indica a continuación: **LO6-29, LO6-36D, LO16-28D y LO16-35D**. Los dos productos que presenten la mayor diferencia de punto de escurrimiento respecto al valor del blanco serán los considerados para prueba de campo. Se anotarán también los resultados de punto de niebla (Cloud Point), a medida de referencia.

Las muestras de petróleo crudo para la ejecución de las pruebas de laboratorio serán las más representativas de pozos que presenten problemas de parafina.

Denominación de muestras del área de Lobitos Mar:

M1: Muestra proveniente del pozo LO6-29D

M2: Muestra proveniente del pozo LO6-36D

M3: Muestra proveniente del pozo LO16-28D

M4: Muestra proveniente del pozo LO16-35D

2. PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO

El procedimiento de la prueba de Punto de Escurrimiento (Pour Point) se basa en que durante un proceso de enfriamiento se determina la temperatura a la cual la muestra de petróleo crudo deja de fluir.

Las pruebas de selección de productos inhibidores de parafina se realizarán en un laboratorio externo. Las muestras de los productos serán codificadas por el personal designado de PETROPERU.

Los resultados de las pruebas de determinación del punto de escurrimiento se registrarán en el formato mostrado en el adjunto.

3. INFORMACIÓN ADICIONAL

Formato de reporte de evaluación

RESULTADOS DE PRUEBAS DE DETERMINACION DE PUNTO DE ESCURRIMIENTO (POUR POINT)						
SELECCIÓN DE INHIBIDORES DE PARAFINA - PETROPERU						
FECHA:				EVALUADO POR :		
N°	CODIGO DE INHIBIDOR DE PARAFINAS	POZO	POUR POINT °C	DIFERENCIA RESPECTO AL BLANCO	ORDEN DE EFICIENCIA	OBSERVACIONES
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						

ANEXO 4-C

PROTOCOLO DE PRUEBA DE LABORATORIO DE SOLVENTE DE PARAFINA

1. CONSIDERACIONES INICIALES:

Las muestras de parafina para la ejecución de las pruebas de laboratorio serán las más representativas de pozos que presenten problemas de parafina.

A manera de referencia, se ha considerado realizar pruebas de solvencia de parafina con muestras de parafina de los pozos **LO6-36D y LO6-29**.

Las pruebas de solvencia de parafina se realizarán gradualmente con cada uno de los productos propuestos de acuerdo con la disponibilidad del material de laboratorio.

El proveedor deberá proporcionar 500 ml de muestra para realizar las pruebas de solvencia.

2. PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO

El procedimiento de la prueba de solvencia se basa en una evaluación visual y cuantitativa, tal como se indica:

Evaluación Cuantitativa:

- 1) Se pesa +/- 1 gr de parafina y se coloca en una canastilla de prueba. Similar preparación se realiza para cada uno de los solventes a evaluar, registrando el peso de cada muestra (W1).
- 2) El propósito de usar una canastilla es para dar lugar a que la parte disuelta por el solvente se ubique en el fondo del frasco de prueba, de tal forma que solo la parte sin disolver quede en la canastilla, para pesar y determinar, por diferencia de peso, la fracción disuelta por acción del solvente.
- 3) Después de colocar las muestras de parafina en cada una de las canastillas de prueba, se adiciona el solvente (45 ml) al frasco que contiene la canastilla y que previamente ha sido marcado con el nombre del producto a evaluar.
- 4) Se observa el comportamiento de cada uno de los solventes con la muestra de parafina en los frascos a diferentes tiempos de contacto con el propósito de identificar los solventes que muestran mayor velocidad en iniciar el proceso de disolución (decoloración, fraccionamiento, disgregación, etc.) y establecer los tiempos de remojo óptimos.
- 5) El mejor solvente es el que realiza el mejor trabajo de disolución del depósito de parafina y requiere el menor tiempo de remojo.
- 6) El tiempo de duración de la prueba de solvencia será de 12 horas a temperatura ambiente.
- 7) Se retira la canastilla con la parafina sin disolver de cada uno de los frascos. Se seca la parafina remanente a 60 °C por 01 hora, se enfría por 02 horas, y luego se pesa para establecer el producto que disolvió mayor cantidad de parafina (W2).
- 8) Se calcula el porcentaje de parafina disuelta por el solvente:

$$\text{Porcentaje de Solvencia} = [(W1 - W2) / W1] \times 100$$

- 9) Serán seleccionados dos productos, para lo cual se tendrá en cuenta los siguientes parámetros:
 - Porcentaje de solvencia obtenido en la prueba de solvencia.
 - El resultado será comparado con pruebas de solvencia realizadas con el solvente usado anteriormente.
 - El producto de preferencia debe ser producto no controlado por SUNAT. El proveedor debe sustentar la información con la debida documentación generada por SUNAT.

3. INFORMACIÓN ADICIONAL

Formato de reporte de evaluación

PRUEBAS DE SOLVENCIA DE PARAFINA									
SELECCIÓN DE SOLVENTES DE PARAFINA - PETROPERU									
TEST N°									
FECHA:							CARACTERISTICAS DE LA MUESTRA DE PARAFINA:		
EMPRESA: PETROPERU							Color:		Peso Muestra: +/- 1 gr
PROCEDENCIA DE LA MUESTRA DE PARAFINA:							Dureza: ,		
FECHA DE MUESTREO:							Consistencia:		
VOLUMEN DE SOLVENTE: 50 ml.									
N°	SOLVENTE DE PARAFINA	EVALUACION VISUAL					SOLVENCIA (%)		
		Inmediato	15 min.	1 hora	4 horas	12 horas	Peso Inicial (W1)	Peso final (W2)	% Disolucion
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
Evaluacion visual:									
0 Ningun cambio									
1 Accion inmediata sobre la parafina (quarteamiento, disgregacion, hinchamiento)									
2 Hinchamiento de la parafina									
3 Quarteo de la parafina									
4 Disgregacion de parafina									
5 Hinchamiento y disgregacion de la parafina									
Porcentaje de parafina disuelta:									
W1 = Parafina inicial, gr. / W2 = Parafina sin disolver, gr. / Porcentaje de parafina disuelta = $[(W1-W2)/W1] \times 100$.									

ANEXO 4-D
PROTOCOLO DE PRUEBA DE LABORATORIO PARA BIOCIDA

1. CONSIDERACIONES INICIALES:

Las muestras de agua para la ejecución de las pruebas de laboratorio serán las más representativas y sin tratamiento. En todos los ensayos se deberá considerar un blanco. Las muestras de agua serán provistas por PETROPERU. La evaluación de los biocidas se basará en los resultados de viales positivos debido a la presencia de BSR. Para la selección de los productos, serán considerados los resultados obtenidos a los 10 días de tiempo de incubación; y los resultados de la evaluación de biocidas en los diez días serán reportadas según formato indicado en la Tabla 1.

2. EQUIPOS Y MATERIALES REQUERIDOS:

- Medidor de pH.
- Termómetro.
- Micropipetas y tips.
- Set de productos químicos (se deberá emplear muestra pura de producto – sin diluciones).
- Viales de cultivo BSR.
- Jeringas.
- Cronómetro.
- Botellas de vidrio limpias, graduadas de 1000 mL de capacidad.
- Cámara fotográfica.

3. PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO

El siguiente procedimiento será aplicado para la evaluación de los biocidas propuestos para fluidos de producción y plantas de aguas:

- 3.1. Registrar la hora, temperatura y pH del agua en el punto de muestreo.
- 3.2. Agregar un litro de agua en cada frasco de vidrio y preparar un set de 2 frascos por proveedor. Adicionalmente será considerado un frasco que servirá de blanco.
- 3.3. Dosificar 200 ppm (200 microlitros) del producto químico puro sin diluciones.
- 3.4. Agitar la muestra durante 30 segundos y dejar en reposo por tres (03) horas de tiempo de contacto. Observar y registrar cualquier variación en la muestra.
- 3.5. Cumplidas las 03 horas de tiempo de contacto, con la ayuda de una jeringa tomar muestra de 1mL, y proceder a inocular 06 viales (Para el blanco debe considerarse un juego de 10 viales).
- 3.6. Una vez inoculados todos los viales, revisar la correcta identificación de cada muestra y entregar los viales en custodia al responsable designado por PETROPERU.
- 3.7. La lectura diaria de los viales positivos se realizará empleando el formato de Reporte de BSR detallado en el presente protocolo.
- 3.8. Los resultados obtenidos a los 10 días de incubación serán registrados según formato indicado en la Tabla 1. Pero también deben registrarse resultados hasta el día 21 de incubación, según se indica que el reporte BSR detallado en el presente protocolo.

Tabla 1.- Resultados de Evaluación de Biocidas – PETROPERU

FECHA:

Compañía	Producto	Tiempo de contacto	BSR (UFC/mL)

4. INFORMACIÓN ADICIONAL

Formato de Reporte de evaluación de Biocidas.

[illegible]

ANEXO 4-E

PROTOCOLO DE PRUEBA DE LABORATORIO DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN - FASE AGUA

1. CONSIDERACIONES INICIALES:

Las muestras de fluido necesarias (agua y crudo) para la ejecución de las pruebas de laboratorio serán tomadas por PETROPERU. En los ensayos se tendrá un blanco. Además de la velocidad de corrosión, es importante comprobar a través de ensayos la tendencia a emulsión, la misma que tiene por objetivo verificar si el inhibidor adicionado a los fluidos producidos promueve emulsión estable que perjudique la separación de las fases en las etapas subsecuentes de producción de petróleo crudo.

2. EQUIPOS Y MATERIALES REQUERIDOS:

A continuación, se listan los materiales básicos para realizar los ensayos de evaluación:

- Medidor de pH.
- Termómetro.
- Micropipetas (rango: 10 - 50 microlitros).
- Set de productos químicos a evaluar (se deberá emplear una muestra pura de producto – sin diluciones).
- Cupones de corrosión tipo lámina de 3" marca Cosasco.
- Probeta de 250 ml.
- Cronómetro.
- Botellas de vidrio graduadas de 1000 ml de capacidad.
- Cámara fotográfica.

3. PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO

El siguiente procedimiento será aplicado para la evaluación de inhibidor de corrosión propuesto:

3.1 Prueba de emulsión:

- Colocar en una botella graduada de 500 mL, muestra de petróleo crudo (200 mL) y agua producida (50 mL). Los fluidos sin tratamiento a usar deben corresponder a uno de los pozos a tratar de la plataforma TT – Peña Negra, donde serán aplicados.
- Adicionar 1.0 mL (4000 ppm.) de inhibidor a ser analizado y agitar lo máximo posible por 30 segundos.
- Después de agitado, verter el contenido a una probeta de 250 mL.
- Registrar el volumen de agua que se separa, con intervalos de tiempo 3, 5 y 10 min. Los inhibidores deberán presentar 90 % de ruptura de emulsión dentro de los 5 minutos (45 mL de agua).
- Los resultados serán consignados en la Tabla 2.

3.2 Prueba del inhibidor de corrosión con cupones de corrosión:

- Llenar frascos de vidrio con 1000 mL de muestra de agua procedente de la locación a evaluar (fluido usado en la prueba de emulsión). La cantidad de frascos debe ser igual a la cantidad de productos a evaluar, y se debe considerar un frasco adicional para el blanco.
- Determinar la concentración inicial de hierro total de la muestra de agua.
- Los inhibidores de corrosión serán codificados por el evaluador; códigos que serán usados para enviar los cupones a laboratorio externo.
- Agregar ácido clorhídrico en cantidad suficiente para reducir el pH hasta 3. Medir y anotar el pH final.
- Un frasco con la solución preparada debe ser considerada para el blanco (sin química).
- Adicionar 30 microlitros (30 ppm) de producto químico a evaluar y mezclar durante 30 segundos.
- Introducir los cupones de corrosión previamente pesados. Se recomienda preparar tapas con orificio para mantener suspendidos los cupones en la solución preparada.
- Colocar las muestras a ensayar en baño maría a 40 °C durante 72 horas.
- Retirar los cupones de corrosión de cada uno de los frascos de prueba y enviar a laboratorio externo para su evaluación. Previamente, registrar características de la condición de cada uno de los cupones evaluados y evidencia fotográfica.

- Determinar la velocidad de corrosión a través de la pérdida de masa de los cupones expuestos al fluido de producción seleccionado.
- Determinar la concentración de hierro total al final de la prueba, en cada muestra de agua tratada con el inhibidor, incluso el blanco.

Los resultados finales serán consignados en la Tabla 1.

TABLA N° 1

RESULTADOS DE EVALUACION DE INHIBIDORES DE CORROSION										
SELECCIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSION PARA FASE AGUA -										
FECHA INICIO:			FECHA FINALIZACION:			TIEMPO DE CONTACTO:				
TEMPERATURA DE BAÑO MARIA:						EVALUADO POR:				
N°	CODIGO PRODUCTO	INHIBIDOR DE CORROSION	PROVEEDOR	HIERRO TOTAL (mg/l)		CUPON DE CORROSION				
				Inicial	Final	Codigo	Peso Inicial (gr)	Peso final (gr)	Perdida de peso (gr)	MPY
1		BLANCO								
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										

TABLA N° 2

RESULTADOS DE EVALUACION DE INHIBIDOR DE CORROSION								
SELECCIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSION PARA FASE AGUA								
PRUEBA DE EMULSION								
FECHA			EVALUADO POR:					
N°	PRODUCTO	PROVEEDOR	VOLUMEN DE AGUA SEPARADA (ml)				% SEPARACION	OBSERVACIONES
			1 min.	3 min.	5 min.	10 min.	DE AGUA	
1	BLANCO							
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								

ANEXO 4-F

PROTOCOLO DE PRUEBA DE LABORATORIO DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN - FASE GAS

1. CONSIDERACIONES INICIALES:

Las muestras de fluido necesarias (agua y crudo) para la ejecución de las pruebas de laboratorio serán tomadas por PETROPERU. En los ensayos se tendrá un blanco.

2. EQUIPOS Y MATERIALES REQUERIDOS:

A continuación, se listan los materiales básicos para realizar los ensayos de evaluación:

- Medidor de pH.
- Termómetro.
- Micropipetas (rango: 10 - 50 microlitros).

- Set de productos químicos a evaluar (se deberá emplear una muestra pura de producto – sin diluciones).
- Cupones de corrosión tipo lámina de 3" marca Cosasco.
- Embudo separador de 2000 ml.
- Cronómetro.
- Botellas de vidrio graduadas de 1000 ml de capacidad.
- Botellas de vidrio graduadas de 500 ml de capacidad.
- Cámara fotográfica.

3. PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO

Para la prueba de laboratorio debe obtenerse suficiente muestra de petróleo crudo y agua producida del área de Litoral. Para cada evaluación debe considerarse la preparación de un volumen de 10 litros de una mezcla petróleo crudo / agua producida en la proporción 9:1 (9 litros de petróleo crudo y 1.0 litros de agua producida).

El siguiente procedimiento será aplicado para la evaluación de inhibidor de corrosión propuesto:

Prueba del inhibidor de corrosión con cupones de corrosión:

- Para la determinación del blanco, y por cada producto a evaluar, preparar en depósitos de 3 galones la mezcla de petróleo crudo / Agua producida en proporción 9:1.
- Los inhibidores de corrosión serán codificados por el evaluador; códigos que serán usados para enviar los cupones a laboratorio externo.
- Agregar el inhibidor de corrosión a una concentración de 100 ppm (1.0 mL) en las galoneras rotuladas con el producto a evaluar. Una de las galoneras con la mezcla deberá ser usada para obtener la muestra de agua para la determinación del blanco (sin inhibidor de corrosión).
- Agitar las mezclas durante 30 segundos y dejar en reposo.
- Para la determinación del blanco, una de las mezclas preparadas debe ser colocada en un embudo separador de 2 lts para la separación del agua producida, la misma que debe ser colocada en una botella graduada de 1 lt (completar 1000 mL de agua). Determinar el contenido de hierro total.
- Siguiendo el procedimiento descrito en el párrafo anterior, llenar frascos de vidrio con 1000 mL de muestra de agua tratadas con inhibidor de corrosión a evaluar. La cantidad de frascos debe ser igual a la cantidad de productos a evaluar.
- En cada uno de los frascos con agua, agregar ácido clorhídrico en cantidad suficiente para reducir el pH hasta 3. Medir y anotar el pH final.
- Un frasco con la solución preparada debe ser considerada para el blanco (sin química).
- Introducir los cupones de corrosión previamente pesados. Se recomienda preparar tapas con orificio para mantener suspendidos los cupones en la solución preparada.
- Colocar las muestras a ensayar en baño maría a 40 °C durante 72 horas.
- Retirar los cupones de corrosión de cada uno de los frascos de prueba y enviar a laboratorio externo para su evaluación. Previamente, registrar características de la condición de cada uno de los cupones evaluados y evidencia fotográfica.
- Determinar la velocidad de corrosión a través de la pérdida de masa de los cupones expuestos al fluido de producción seleccionado.
- Determinar la concentración de hierro total al final de la prueba, en cada muestra de agua tratada con el inhibidor, incluso el blanco.

Los resultados finales serán consignados en la Tabla 1.

TABLA N° 1

ANEXO 4-G
PROTOCOLO DE PRUEBA DE LABORATORIO DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN PARA
SISTEMA CERRADO DE ENFRIAMIENTO

1. CONSIDERACIONES INICIALES:

Las muestras de agua tratada (desmineralizada) para la ejecución de las pruebas de laboratorio serán tomadas por PETROPERÚ. En los ensayos se tendrá un blanco. El inhibidor de corrosión propuesto debe proteger químicamente de la corrosión a todos los metales presentes en el sistema de enfriamiento, y debe mantener un medio alcalino. Las coberturas mínimas para contratar para selección de inhibidores de corrosión, considera la preparación de una solución ácida con el agua tratada usada en el sistema de enfriamiento, cupones de corrosión y/o electrodos de acero al carbono, y determinación del grado de protección del inhibidor.

2. EQUIPOS Y MATERIALES REQUERIDOS:

A continuación, se listan los materiales básicos para realizar los ensayos de evaluación:

- Medidor de pH.
- Termómetro.
- Solución de ácido acético al 5 %.
- Micropipetas (rango: 10 - 50 microlitros).
- Set de productos químicos a evaluar (se deberá emplear una muestra pura de producto – sin diluciones).
- Cupones de corrosión tipo electrodo.
- Probeta de laboratorio PAIR, modelo TF-220.
- Equipo LPR de medición de velocidad de corrosión.
- Equipo de calentamiento y agitación magnética.
- Cronómetro.
- Cámara fotográfica.
-

3. PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO

El siguiente procedimiento será aplicado para la evaluación de inhibidor de corrosión propuesto:

3.1. Preparación de solución ácida:

- Preparar solución de ácido acético al 0.0125 % a partir de una solución de ácido acético al 5 % y usando el agua tratada que se obtiene en la planta de Tortuga. Se obtiene una solución con PH = 4.0 aprox.
- Para cada evaluación se requiere un volumen de 700 mL de solución ácida de ácido acético al 0.0125 %.
- Se debe considerar un blanco.

3.2. Evaluación de inhibidor de corrosión con mediciones LPR usando probeta PAIR – TF220:

Cada uno de los inhibidores de corrosión propuestos serán evaluados aplicando el método que se indica a continuación:

- a) Las condiciones de prueba son: 450 rpm, temperatura = 150 °F, y tiempo de evaluación de 8 horas. Utilizar formato de la Tabla 1.
- b) Para cada una de las evaluaciones, llenar el frasco de vidrio de prueba con 700 mL de solución de ácido acético al 0.0125 %. Verificar pH y registrar.
- c) Inicialmente determinar un blanco, para lo cual se deben exponer los electrodos a la solución ácida sin aplicación de inhibidor de corrosión.
- d) Para el caso de la determinación del blanco, iniciar la evaluación con las condiciones indicadas y con el equipo LPR tomar lecturas de velocidad de corrosión a los 30 minutos, 1 hora, y posteriormente cada hora hasta completar 8 horas de evaluación. Registrar la velocidad de corrosión obtenida a las 8 horas de evaluación (velocidad de corrosión sin tratamiento).
- e) Para la evaluación de un inhibidor de corrosión, inicialmente se debe proceder de acuerdo con lo que se indica en los puntos 1) y 2).
- f) Posteriormente, tomar lecturas de velocidad de corrosión con el equipo LPR a los 30 minutos y 1 hora (antes de agregar el inhibidor de corrosión). Registrar.

- g) Inmediatamente, después de tomar la 2da lectura, agregar el inhibidor de corrosión a la concentración de 3000 ppm. (2.1 ml de producto puro, sin dilución).
- h) Tomar la 3era lectura de velocidad de corrosión a las 2 horas de iniciada la evaluación (después de 1 hora de aplicar el inhibidor). Registrar.
- i) Continuar tomando lecturas de velocidad de corrosión cada 01 hora, hasta completar 8 horas de evaluación. Registrar.
- j) Determinar el grado de protección que alcanza el inhibidor de corrosión evaluado en relación con la velocidad de corrosión obtenida en el blanco. Registrar.
- k) Para cada uno de los inhibidores de corrosión proceder de acuerdo con lo indicado en el punto 5) al punto 10). Registrar evidencia fotográfica.

Los resultados de la evaluación del blanco y de cada uno de los inhibidores de corrosión deben ser registrados en el formato de la Tabla 1.

Los resultados de la evaluación LPR para determinar la velocidad promedio de corrosión con cada uno de los productos serán consignados en la Tabla 2, información con la cual se determinará el grado de protección de cada uno de los inhibidores de corrosión.

NOTA: Durante las pruebas de laboratorio, y en caso de que los electrodos de prueba se dañen de forma irreversible durante la evaluación del blanco (agua sin tratar), PETROPERU evaluará la necesidad de hacer cambio de electrodos antes de las lecturas de las muestras con inhibidor, a fin de asegurar resultados confiables y representativos para todos los postores.

TABLA N° 1

TEST N°						
MEDICIONES LPR CON PAIR LABORATORY PROBE MODEL TFO 220						
AGUA TRATADA DE PLANTA TORTUGA - VOLUMEN = 700 ml.						
EVALUACION DE INHIBIDOR DE CORROSION PARA SISTEMA DE ENFRIAMIENTO CERRADO						
CODIGO DE PRODUCTO:						
DIA	HORA	RPM	TEMP. (°F)	TIEMPO (Hrs)	MPY	OBSERVACIONES
PROMEDIO					#DIV/0!	

TABLA N° 2

RESUMEN DE RESULTADOS DE EVALUACION					
SELECCIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSION PARA SISTEMA DE ENFRIAMIENTO					
VELOCIDAD DE CORROSION DEL BLANCO (MPY):				ELABORADO POR:	
FECHA:					
N°	CODIGO DE PRODUCTO	PRODUCTO	PROVEEDOR	VELOCIDAD DE CORROSION PROMEDIO (MPY)	% PROTECCION
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					

ANEXO 4-H**PROTOCOLO DE PRUEBA DE CLARIFICADORES A NIVEL DE LABORATORIO**

El presente protocolo tiene el propósito de establecer el procedimiento de selección de productos químicos (coagulante y/o floculante en adelante floc) para las Plantas de Inyección de Agua (PIA) en PETROPERU.

1. CONSIDERACIONES:

- El producto para ensayar deberá ser de fácil dosificación y estar de acorde con las disposiciones de Seguridad Ambiental y Salud Ocupacional de PETROPERU (enviar MSDS del producto químico seleccionado).
- Si el producto seleccionado tuviese requerimientos especiales para su dosificación, y que actualmente no estén disponibles en planta, el proveedor deberá proveer los equipamientos necesarios para su aplicación (por ejemplo: para el caso de productos de alta viscosidad).
- No se admitirán productos en estado sólido (polvo), dado que no se cuentan facilidades para su aplicación en campo.
- Verificar compatibilidad de los clarificadores seleccionados con los biocidas propuestos para usar en planta.
- Se realizarán pruebas de selección con muestras de agua producida de Batería N° 1- Peña Negra y Batería PTS – Negritos.
- Las características del floc se evaluarán de acuerdo con la Tabla 1. En caso se observe una descripción de la característica del floc que no esté indicada en la tabla 1, ésta deberá ser anotada en el ítem observaciones del reporte.
- El postor deberá prever contar con el material necesario para la evaluación.

2. EQUIPOS Y MATERIALES REQUERIDOS:

A continuación, se listan los materiales básicos para realizar los ensayos de evaluación:

- Medidor de pH.
- Turbidímetro.
- Balanza analítica de 6 dígitos.
- Membranas.
- Termómetro.
- Micropipetas y tips.
- Set de productos químicos (se deberá emplear una muestra pura de producto – sin diluciones, salvo justificación técnica del proveedor y que sea aprobada por PETROPERU).
- Cronómetro.
- Botellas de vidrio graduadas de 500 y 1000 mL de capacidad.

- Equipo para prueba de jarras (jarras o vasos de vidrio).
- Bidón de 5 galones para coleccionar drenajes.
- Cámara fotográfica.

Tabla 1. - Características del floc

Valor	Descripción
0	Floc coloidal, sin aglutinación.
2	Visible. Floc muy pequeño, casi imperceptible
4	Disperso. Floc bien formado, que sedimenta muy lentamente o no sedimenta
6	Claro. Floc grande, que precipita con lentitud
8	Bueno. Floc que deposita fácil pero no completamente
10	Excelente. Floc que deposita fácil y completamente.

3. PROCEDIMIENTO:

- 3.1. Antes de tomar las muestras de agua, agitar lo suficiente para obtener muestras homogéneas para la evaluación de cada uno de los productos.
- 3.2. Registrar la hora, temperatura y pH del agua en el punto de muestreo.
- 3.3. Colectar un volumen 500 ml de agua en un vaso de vidrio por cada producto a evaluar. Considerar un volumen adicional que servirá como blanco. Determinar la turbidez del blanco.
- 3.4. Para la evaluación con agua de la planta de Batería 1, dosificar 150 ppm (75 microlitros del producto químico puro sin diluciones, coagulante o floculante). Para el caso de la evaluación con agua de Batería PTS, dosificar 100 ppm (50 microlitros del producto químico puro sin diluciones, coagulante o floculante). Se prefiere el uso de un solo producto, salvo que la aplicación de dos productos sea justificada y técnicamente beneficiosa.
- 3.5. Agitar la muestra a 100 rpm durante 90 segundos y dejar en reposo. Observar y registrar el comportamiento a los 2, 10, 30 y 60 minutos. Llevar un registro fotográfico de acuerdo con los tiempos indicados.
- 3.6. Determinar la turbidez de las muestras a los 60 minutos de iniciado el ensayo. Para ello, se deberá retirar una cantidad adecuada de muestra de la fracción media del frasco con la ayuda de una jeringa. Cuidar de no agitar la muestra.
- 3.7. Reportar la formación de flocs: sedimentación o flotación de sólidos, características del floc en los tiempos indicados en los ítems 3.5 de acuerdo con lo indicado en la Tabla 1.
- 3.8. Seleccionar 02 productos para prueba de planta, los mismos que deben ser parte de un paquete de tratamiento para cada una de las plantas de tratamiento de agua.

4. INFORMACIÓN ADICIONAL:

Diagrama de plantas de agua en Batería 1 y PTS
 Formato de reporte de prueba de clarificador

Diagrama Referencial de plantas de agua en Batería 1 y PTS

PLANTAS DE AGUA DE INYECCIÓN A POZOS DE PEÑA NEGRA Y LITORAL (POZOS DISPOSAL)

DIAGRAMA DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA BATERÍA N-1

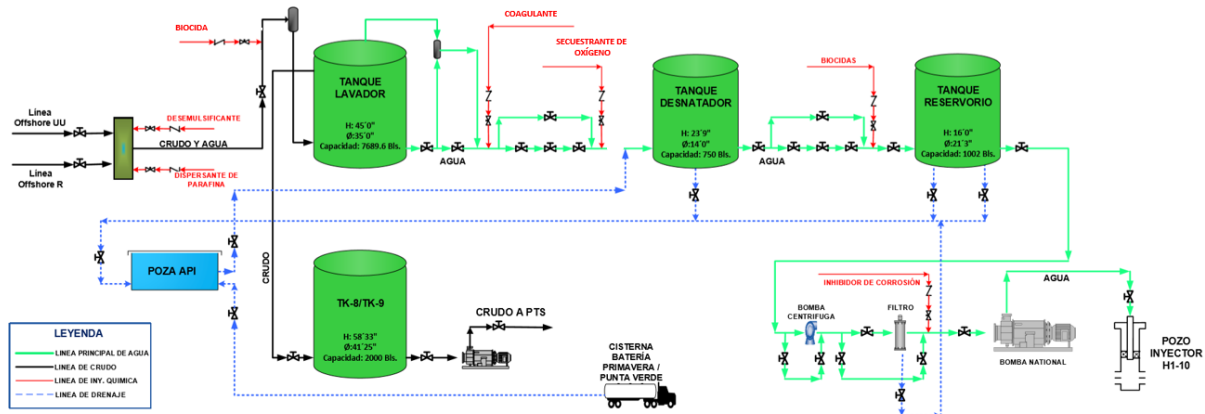
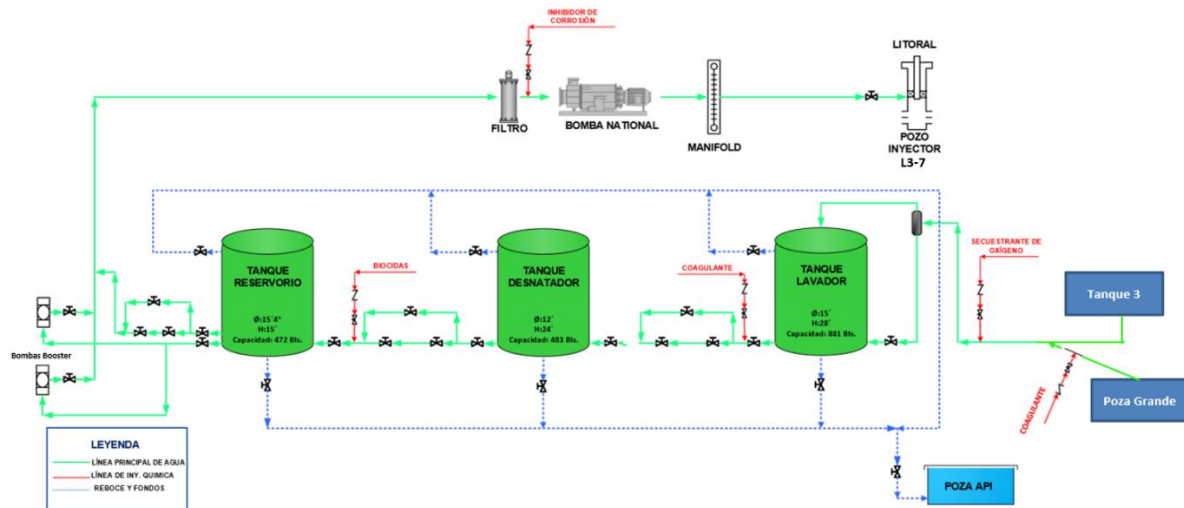


DIAGRAMA DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA BATERÍA PTS



Nota: Los sistemas de flotación de micro-burbujas (flotación por gas disuelto, DGF) no se encuentran operativos en Batería 1 y PTS.

TABLA 1

PRUEBAS DE SELECCIÓN DE CLARIFICADORES												
PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA												
AREA:		VOLUMEN DE AGUA:				PH:		TURBIDEZ DEL BLANCO:				
FECHA:		CONDICIONES DE PRUEBA: RPM = 100,				AGITACION = 90 segundos.						
EVALUADO POR:												
N°	HORA	PRODUCTO	PROVEEDOR	p.p.m.	CAMBIO INMEDIATO	CARACTERÍSTICAS DEL FLOC				TURBIDEZ A 60'	% EFICIENCIA	COMENTARIOS
1						2'	10'	30'	60'			
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
CARACTERÍSTICAS DEL FLOC:												
0: Floc coloidal, sin aglutinación.												
2: Floc visible, muy pequeño, casi imperceptible.												
4: Floc disperso, bien formado que sedimenta lentamente.												
6: Floc grande, que precipita con lentitud. Agua clara.												
8: Floc grande, que precipita rápidamente, pero no completamente.												
10: Floc excelente, que se deposita fácil y completamente.												

ANEXO 5
CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PARA PRUEBAS DE LABORATORIO Y DE CAMPO PARA LA SELECCIÓN DE NUEVOS PRODUCTOS QUÍMICOS

[illegible]