ANEXOS

Anexo 1

Documentos OTT, CT y cotización empresa Cía

PETROLEOS DEL PERU - PETROPERU S.A.
AV. ENRIQUE CANAVAL MOREYRA NRO. 150 SAN ISIDRO LIMA
R.U.C. NRO. 20100128218
Teléfonos: 6145000 - Fax: 2117813

ORDEN DE TRABAJO A TERCEROS
Nº 4200085199

Sol. Ped.	1000114326

Departamento / Unidad GERENCIA DPTO. EXPLOR.Y PROD. (E&P)	Lugar de Operación Lima	Fecha emisión 05.08.2022
Dirección de Operación: Av. Enrique Canaval Moreyra 150 San Isidro Lima		[X] ESTIMADO PRECIOS UNITARIOS [ ] COTIZACIÓN DE SUMA ALZADA
Contratista HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A.	RUC N° 20100588642	N° Registro
Dirección AV. LA ENCALADA N° 1420 OF. 803 - SANTIAGO DE SURCO		Teléfono / Fax 7119587
Condición de pago 60 días presentada factur	Número Interno SEL-0044-2022 OFP/PETROPERÚ	Número Externo SEL-0044-2022 OFP/PETROPERÚ

SIRVASE EFECTUAR EL SIGUIENTE TRABAJO

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO
	Por el servicio de: SERVICIO DE TRATAMIENTO QUÍMICO LOTE I Servicio Tratamiento quimico	$ 372,665.05 (Incluido I.G.V.)

PLAZO DE ENTREGA: DE ACUERDO AL NUMERAL 4 DE LAS CONDICIONES TECNICAS.

FORMA DE PAGO: DE ACUERDO A LO INDICADO EN EL NUMERAL 14 DE LAS CONDICIONES TECNICAS.

PENALIDADES: DE ACUERDO A LO INDICADO EN EL NUMERAL 13 DE LAS CONDICIONES TECNICAS.

FORMAN PARTE DE LA PRESENTE ORDEN DE TRABAJO A TERCERO: LAS CONDICIONES
TECNICAS, DOCUMENTACIÓN PRESENTADA POR EL CONTRATISTA; PREVIA FIRMA DEL CONTRATO/OTT, LA PROPUESTA TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL CONTRATISTA.

PRIVACIDAD Y CONFIDENCIALIDAD EMPRESARIAL (RUBRO CONTRATOS CON TERCEROS
DEL ANEXO N°3 LITERAL 3.1. DEL REGLAMENTO DE SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN DE PETROPERÚ S.A.)
"EL CONTRATISTA DEBERÁ CUMPLIR CON LA POLÍTICA CORPORATIVA, REGLAMENTO Y
PROCEDIMIENTOS DE SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN DE PETROPERÚ, GUARDAR CONFIDENCIALIDAD Y RESERVA DE LA INFORMACIÓN A LA QUE ACCEDA EN VIRTUD DEL PRESENTE CONTRATO, Y REPORTAR DE INMEDIATO CUALQUIER IRREGULARIDAD DE SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN DETECTADA".

OBSERVACIONES

REPUBLICA DEL PERU FIRMA DIGITAL
Firmado digitalmente por: VALDIVIESO CAMPOS Eduardo Alexis FAU 20100128218 soft
Motivo: Soy el autor del documento
Fecha: 05/08/2022 17:43:29-0500

USUARIO / SOLICITANTE -		COORDINADO / RECOMENDADO	APROBADO POR
NOMBRE JHIDALGOA	ANEXO	FIRMA	FIRMA Petroperú Firmado digitalmente por: LI MANRIQUE Juan Fernando PETROLEOS DEL PERU PETROPERU SA PE Lima-Lima Motivo: Aprobado Fecha: 10/08/2022 15:53:06-0500
DPTO / UNIDAD GCEO-GDEP	FECHA DIT MEMO	SELLO	

INSTRUCCIONES AL CONTRATISTA	FECHA INICIO DEL TRABAJO	TRABAJO ACEPTADO POR	TRABAJO RECIBIDO CONFORME
1. FACTURAR EN ORIGINAL Y DOS COPIAS DETALLAR LOS TRABAJOS EFECTUADOS E IMPORTE 2. EN LAS FACTURAS CONSIGNAR EL N° DE ESTA OTT Y ADJUNTAR ORIGINAL. 3. TODA LA DOCUMENTACIÓN DEBE INGRESAR POR TRÁMITE DOCUMENTARIO (DONDE EXISTEN)	15.08.2022 FECHA TERMINO DEL TRABAJO	HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A R.U.C. 20100588642 NOMBRE César Antonio Salas Room D.N.I. 08717500	FIRMA Y SELLO

PETROLEOS DEL PERU - PETROPERU S.A.
AV. ENRIQUE CANAVAL MOREYRA NRO. 150 SAN ISIDRO LIMA
R.U.C. NRO. 20100128218
Teléfonos: 6145000 - Fax: 2117813

ORDEN DE TRABAJO A TERCEROS
Nº 4200085199

		Sol. Ped. 1000114326
Departamento / Unidad GERENCIA DPTO. EXPLOR.Y PROD. (E&P)	Lugar de Operación Lima	Fecha emisión 05.08.2022
Dirección de Operación: Av. Enrique Canaval Moreyra 150 San Isidro Lima		[X] ESTIMADO PRECIOS UNITARIOS [ ] COTIZACIÓN DE SUMA ALZADA
Contratista HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A.	RUC N° 20100588642	N° Registro
Dirección AV. LA ENCALADA N° 1420 OF. 803 - SANTIAGO DE SURCO		Teléfono / Fax 7119587
Condición de pago 60 días presentada factur	Número Interno SEL-0044-2022 OFP/PETROPERÚ	Número Externo SEL-0044-2022 OFP/PETROPERÚ

SIRVASE EFECTUAR EL SIGUIENTE TRABAJO

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO
	"NO MANTENER RIGUROSO CUIDADO DE LOS ACTIVOS DE INFORMACIÓN DE PETROPERÚ OTORGADOS PARA SU USO, NI AVISAR A TIEMPO DE FALLAS EN LOS MISMOS AL ÁREA DE TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES DE LA DEPENDENCIA DONDE SUMINISTRA SERVICIOS ES CONSIDERADO UN INCUMPLIMIENTO DE LA POLÍTICA CORPORATIVA, REGLAMENTO Y PROCEDIMIENTOS DE SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN DE PETROPERÚ". EL CONTRATISTA DEBERÁ OBSERVAR Y CUMPLIR LO DISPUESTO EN LOS LINEAMIENTOS DEL SISTEMA DE INTEGRIDAD QUE SE ENCUENTRAN PUBLICADAS EN EL PORTAL DE PETROPERÚ S.A., EN LO QUE SEA APLICABLE. EL CONTRATISTA DEBERÁ OBSERVAR LAS SIGUIENTES DISPOSICIONES: POLÍTICA SOBRE ASUNTOS COMUNITARIOS, POLÍTICA DE RESPONSABILIDAD SOCIAL Y POLÍTICA DE GESTIÓN INTEGRADA DE LA CALIDAD, AMBIENTE, SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO DE PETROPERÚ S.A. SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS: LAS PARTES ACUERDAN QUE TODA CONTROVERSIA, INCLUIDAS LAS REFERIDAS A LA CELEBRACIÓN, EXISTENCIA, VALIDEZ, EFICACIA, INTERPRETACIÓN, EJECUCIÓN O RESOLUCIÓN DEL PRESENTE CONTRATO, SE TRATARÁ DE RESOLVER MEDIANTE TRATO DIRECTO, EN BASE A LAS REGLAS DE LA BUENA FE Y A LA COMÚN INTENCIÓN DE LAS PARTES. PARA ESTOS EFECTOS, CUALQUIERA DE LAS PARTES PODRÁ NOTIFICAR POR ESCRITO A LA OTRA, PARA QUE EN UN PLAZO DE QUINCE (15) DÍAS CALENDARIO, CONTADOS A PARTIR DE LA RECEPCIÓN DE DICHA NOTIFICACIÓN, SE EFECTÚE EL TRATO DIRECTO ENTRE LOS REPRESENTANTES DE AMBAS PARTES, CON EL OBJETO DE RESOLVER LA CONTROVERSIA. DICHO PLAZO	

OBSERVACIONES

USUARIO / SOLICITANTE -		COORDINADO / RECOMENDADO	APROBADO POR
NOMBRE JHIDALGOA	ANEXO	FIRMA	FIRMA
DPTO / UNIDAD GCEO-GDEP	FECHA DIT MEMO	SELLO	SELLO

INSTRUCCIONES AL CONTRATISTA	FECHA INICIO DEL TRABAJO	TRABAJO ACEPTADO POR	TRABAJO RECIBIDO CONFORME
1. FACTURAR EN ORIGINAL Y DOS COPIAS DETALLAR LOS TRABAJOS EFECTUADOS E IMPORTE 2. EN LAS FACTURAS CONSIGNAR EL N° DE ESTA OTT Y ADJUNTAR ORIGINAL. 3. TODA LA DOCUMENTACIÓN DEBE INGRESAR POR TRÁMITE DOCUMENTARIO (DONDE EXISTEN)	15.08.2022 FECHA TERMINO DEL TRABAJO	HIDROQUIMICA NDUSTRIAL S.A R.U.C. 20100588642 NOMBRE César Antonio Salas Room D.N.I. 08717530	FIRMA Y SELLO

PETROLEOS DEL PERU - PETROPERU S.A.
AV. ENRIQUE CANAVAL MOREYRA NRO. 150 SAN ISIDRO LIMA
R.U.C. NRO. 20100128218
Teléfonos: 6145000 - Fax: 2117813

ORDEN DE TRABAJO A TERCEROS
Nº 4200085199

		Sol. Ped. 1000114326
Departamento / Unidad GERENCIA DPTO. EXPLOR.Y PROD. (E&P)	Lugar de Operación Lima	Fecha emisión 05.08.2022
Dirección de Operación: Av. Enrique Canaval Moreyra 150 San Isidro Lima		[X] ESTIMADO PRECIOS UNITARIOS [ ] COTIZACIÓN DE SUMA ALZADA
Contratista HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A.	RUC N° 20100588642	N° Registro
Dirección AV. LA ENCALADA N° 1420 OF. 803 - SANTIAGO DE SURCO		Teléfono / Fax 7119587
Condición de pago 60 días presentada factur	Número Interno SEL-0044-2022 OFP/PETROPERÚ	Número Externo SEL-0044-2022 OFP/PETROPERÚ

SIRVASE EFECTUAR EL SIGUIENTE TRABAJO

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO

PUEDE SER AMPLIADO POR ACUERDO DE LAS PARTES.
UNA VEZ VENCIDO DICHO PLAZO Y NO HABIENDO UN ACUERDO DE LAS PARTES, RESPECTO DE LA CONTROVERSIA, CUALQUIERA DE ELLAS PODRÁ INICIAR EL PROCEDIMIENTO DE CONCILIACIÓN ANTE UN CENTRO DE CONCILIACIÓN ACREDITADO ANTE EL MINISTERIO DE JUSTICIA Y/O INICIAR UN ARBITRAJE DE DERECHO.
EN CASO DE ARBITRAJE, LAS PARTES SE SOMETEN A LA ORGANIZACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL CENTRO DE ARBITRAJE DE LA CÁMARA DE COMERCIO DE LIMA, Y DE ACUERDO CON SU REGLAMENTO Y ESTATUTO QUE LAS PARTES DECLARAN CONOCER Y ACEPTAR INCONDICIONALMENTE.
EL ARBITRAJE SERÁ EN IDIOMA CASTELLANO Y RESUELTO POR UN ÁRBITRO ÚNICO DESIGNADO POR EL CENTRO DE ARBITRAJE DE LA CÁMARA DE COMERCIO DE LIMA.
LA SEDE DEL ARBITRAJE SERÁ EN LA CIUDAD DE LIMA.
EL LAUDO ARBITRAL EMITIDO ES VINCULANTE PARA LAS PARTES Y PONDRÁ FIN AL PROCEDIMIENTO DE MANERA DEFINITIVA, SIENDO EL LAUDO INAPELABLE ANTE EL PODER JUDICIAL O ANTE CUALQUIER INSTANCIA ADMINISTRATIVA, SALVO LOS CASOS TAXATIVOS PREVISTOS PARA EL RECURSO DE ANULACIÓN DE LAUDO CONTEMPLADO EN LA LEY DE ARBITRAJE.

Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo, de delitos de Corrupción y de Soborno:
En virtud de la presente cláusula, el Contratista declara haber recibido y leído la Política de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo, de Delitos de Corrupción y de Gestión Antisoborno de PETROPERÚ adjunta al presente contrato; manifestando comprenderla y comprometiéndose a cumplirla, conjuntamente con sus socios o asociados, directores, integrantes de los órganos de administración, representantes legales, apoderados, y toda persona natural o jurídica que actúa por su

OBSERVACIONES

USUARIO / SOLICITANTE -		COORDINADO / RECOMENDADO	APROBADO POR
NOMBRE JHIDALGOA	ANEXO	FIRMA	FIRMA
DPTO / UNIDAD GCEO-GDEP	FECHA DIT MEMO	SELLO	SELLO

INSTRUCCIONES AL CONTRATISTA	FECHA INICIO DEL TRABAJO	TRABAJO ACEPTADO POR	TRABAJO RECIBIDO CONFORME
1. FACTURAR EN ORIGINAL Y DOS COPIAS DETALLAR LOS TRABAJOS EFECTUADOS E IMPORTE 2. EN LAS FACTURAS CONSIGNAR EL N° DE ESTA OTT Y ADJUNTAR ORIGINAL. 3. TODA LA DOCUMENTACIÓN DEBE INGRESAR POR TRÁMITE DOCUMENTARIO (DONDE EXISTEN)	15.08.2022 FECHA TERMINO DEL TRABAJO	HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A R.U.C. 20100588642 NOMBRE César Antonio Salas Room D.N.I. 08717530	FIRMA Y SELLO

PETROLEOS DEL PERU - PETROPERU S.A.
AV. ENRIQUE CANAVAL MOREYRA NRO. 150 SAN ISIDRO LIMA
R.U.C. NRO. 20100128218
Teléfonos: 6145000 - Fax: 2117813

ORDEN DE TRABAJO A TERCEROS
Nº 4200085199

		Sol. Ped. 1000114326
Departamento / Unidad GERENCIA DPTO. EXPLOR.Y PROD. (E&P)	Lugar de Operación Lima	Fecha emisión 05.08.2022
Dirección de Operación: Av. Enrique Canaval Moreyra 150 San Isidro Lima		[X] ESTIMADO PRECIOS UNITARIOS [ ] COTIZACIÓN DE SUMA ALZADA
Contratista HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A.	RUC N° 20100588642	N° Registro
Dirección AV. LA ENCALADA N° 1420 OF. 803 - SANTIAGO DE SURCO		Teléfono / Fax 7119587
Condición de pago 60 días presentada factur	Número Interno SEL-0044-2022 OFP/PETROPERÚ	Número Externo SEL-0044-2022 OFP/PETROPERÚ

SIRVASE EFECTUAR EL SIGUIENTE TRABAJO

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO

cuenta o beneficio, por su encargo o en su representación; con énfasis en los siguientes aspectos:

1. Utilizar recursos en la ejecución del presente contrato y la totalidad de pagos o cualquier otra transferencia de recursos, inclu yendo garantías reales, efectuadas en favor de PETROPERÚ S.A., que proceden de fondos lícitos.
2. No incurrir en delitos de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo, o Corrupción bajo las formas de: Cohecho Activo Genérico, Específico o Transnacional, Tráfico de Influencias, Colusión Simple o Agravada, entre otros delitos que las leyes de la materia establezcan, tales como la Ley N° 30424 y sus normas modificatorias, en relación con la celebración y la ejecución del presente contrato.
3. No realizar, ofrecer, autorizar, solicitar o aceptar cualquier pago indebido o ilegal o, en general, cualquier beneficio indebido o ilegal o soborno, en relación con la celebración y la ejecución del presente contrato.
4. Que ni el, ni sus socios o asociados (con la titularidad del 10% o más de acciones o participaciones), directores y gerentes: a) Tienen condena, mediante sentencia firme, por delito de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo, delitos precedentes como Narcotráfico, Delitos Tributarios o Aduaneros, Minería Ilegal, Corrupción u otros que genere ganancias ilegales; Cohecho Activo Genérico, Específico y Transnacional, Tráfico de Influencias, Colusión Simple y Agravada o Soborno; en el ámbito nacional o internacional; b) Se encuentran comprendidos en la Lista OFAC (Oficina de Control de Activos Extranjeros del departamento de Tesoro de los Estados Unidos de América), Lista de Terroristas del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, Lista

OBSERVACIONES

USUARIO / SOLICITANTE -		COORDINADO / RECOMENDADO	APROBADO POR
NOMBRE JHIDALGOA	ANEXO	FIRMA	FIRMA
DPTO / UNIDAD GCEO-GDEP	FECHA DIT MEMO	SELLO	SELLO

INSTRUCCIONES AL CONTRATISTA	FECHA INICIO DEL TRABAJO	TRABAJO ACEPTADO POR	TRABAJO RECIBIDO CONFORME
1. FACTURAR EN ORIGINAL Y DOS COPIAS DETALLAR LOS TRABAJOS EFECTUADOS E IMPORTE 2. EN LAS FACTURAS CONSIGNAR EL N° DE ESTA OTT Y ADJUNTAR ORIGINAL. 3. TODA LA DOCUMENTACIÓN DEBE INGRESAR POR TRÁMITE DOCUMENTARIO (DONDE EXISTEN)	15.08.2022	HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A R.U.C. 20100588642 NOMBRE César Antonio Salas Room D.N.I. 08717530	FIRMA Y SELLO
	FECHA TERMINO DEL TRABAJO		

PETROLEOS DEL PERU - PETROPERU S.A.
AV. ENRIQUE CANAVAL MOREYRA NRO. 150 SAN ISIDRO LIMA
R.U.C. NRO. 20100128218
Teléfonos: 6145000 - Fax: 2117813

ORDEN DE TRABAJO A TERCEROS
Nº 4200085199

		Sol. Ped. 1000114326
Departamento / Unidad GERENCIA DPTO. EXPLOR.Y PROD. (E&P)	Lugar de Operación Lima	Fecha emisión 05.08.2022
Dirección de Operación: Av. Enrique Canaval Moreyra 150 San Isidro Lima		[X] ESTIMADO PRECIOS UNITARIOS [ ] COTIZACIÓN DE SUMA ALZADA
Contratista HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A.	RUC N° 20100588642	N° Registro
Dirección AV. LA ENCALADA N° 1420 OF. 803 - SANTIAGO DE SURCO		Teléfono / Fax 7119587
Condición de pago 60 días presentada factur	Número Interno SEL-0044-2022 OFP/PETROPERÚ	Número Externo SEL-0044-2022 OFP/PETROPERÚ

SIRVASE EFECTUAR EL SIGUIENTE TRABAJO

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO

relacionada con el Financiamiento de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva emitida por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.
5. Prevenir el soborno, adoptando medidas técnicas, organizativas o de personal apropiadas para evitar acto o práctica indebidos o conductas ilícitas; en la materia sobre la que versa el presente contrato.
6. Poner a disposición de PETROPERÚ S.A. información veraz y completa, y en caso ésta sufra variaciones, presentar la información actualizada en un plazo de quince (15) días hábiles. PETROPERÚ S.A. puede solicitar la información que considere pertinente en cumplimiento de la legislación de lavado de activos y financiamiento del terrorismo.
7. Comunicar a PETROPERÚ S.A. y las autoridades competentes, de manera directa y oportuna, cualquier acto o práctica indebidos o conductas ilícitas de la que tuviera conocimiento en relación con la celebración y la ejecución del presente contrato. PETROPERÚ S.A. puede resolver en cualquier momento el presente Contrato de pleno derecho, mediante notificación escrita al Contratista si, respaldado por evidencias, considera que el Contratista ha incumplido cualquiera de los compromisos mencionados en esta cláusula, situando a PETROPERÚ S.A. frente a un riesgo legal, patrimonial o reputacional o que pueda generarle sanciones administrativas, civiles, penales; sin perjuicio de que PETROPERÚ S.A. brinde información a las autoridades competentes e inicie las acciones legales pertinentes, incluyendo las indemnizatorias que resulten aplicables".

CLÁUSULA SISTEMA DE INTEGRIDAD
"El Sistema de Integridad tiene como finalidad gestionar la ética e

OBSERVACIONES

USUARIO / SOLICITANTE -		COORDINADO / RECOMENDADO	APROBADO POR
NOMBRE JHIDALGOA	ANEXO	FIRMA	FIRMA
DPTO / UNIDAD GCEO-GDEP	FECHA DIT MEMO	SELLO	SELLO

INSTRUCCIONES AL CONTRATISTA	FECHA INICIO DEL TRABAJO	TRABAJO ACEPTADO POR	TRABAJO RECIBIDO CONFORME
1. FACTURAR EN ORIGINAL Y DOS COPIAS DETALLAR LOS TRABAJOS EFECTUADOS E IMPORTE 2. EN LAS FACTURAS CONSIGNAR EL N° DE ESTA OTT Y ADJUNTAR ORIGINAL. 3. TODA LA DOCUMENTACIÓN DEBE INGRESAR POR TRÁMITE DOCUMENTARIO (DONDE EXISTEN)	15.08.2022 FECHA TERMINO DEL TRABAJO	HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A. R.U.C. 20100588642 NOMBRE César Antonio Salas Room D.N.I. 08717530 GERENTE GENERAL	FIRMA Y SELLO

PETROLEOS DEL PERU - PETROPERU S.A.
AV. ENRIQUE CANAVAL MOREYRA NRO. 150 SAN ISIDRO LIMA
R.U.C. NRO. 20100128218
Teléfonos: 6145000 - Fax: 2117813

ORDEN DE TRABAJO A TERCEROS
Nº 4200085199

		Sol. Ped. 1000114326
Departamento / Unidad GERENCIA DPTO. EXPLOR.Y PROD. (E&P)	Lugar de Operación Lima	Fecha emisión 05.08.2022
Dirección de Operación: Av. Enrique Canaval Moreyra 150 San Isidro Lima		[X] ESTIMADO PRECIOS UNITARIOS [ ] COTIZACIÓN DE SUMA ALZADA
Contratista HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A.	RUC N° 20100588642	N° Registro
Dirección AV. LA ENCALADA N° 1420 OF. 803 - SANTIAGO DE SURCO		Teléfono / Fax 7119587
Condición de pago 60 días presentada factur	Número Interno SEL-0044-2022 OFP/PETROPERÚ	Número Externo SEL-0044-2022 OFP/PETROPERÚ

SIRVASE EFECTUAR EL SIGUIENTE TRABAJO

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO
	integridad en PETROPERÚ, asumiendo un compromiso con las normas del sistema, así como fortalecer la cultura ética basada en la política de tolerancia cero frente al fraude, a la corrupción y a cualquier acto irregular, proporcionando así las directrices a seguir para desarrollar acciones preventivas y detectar actos irregulares. En ese sentido, el CONTRATISTA/CLIENTE se obliga al cumplimiento de lo dispuesto en: i) el Código de Integridad de PETROPERÚ; ii) la Política Corporativa Antifraude y Anticorrupción de PETROPERÚ S.A.; y, iii) los lineamientos del Sistema de Integridad, en lo que le sea aplicable a las obligaciones a su cargo. El Código de Integridad de PETROPERÚ, la Política Corporativa Antifraude y Anticorrupción, así como los Lineamientos del Sistema de Integridad se encuentran publicados en el portal de PETROPERÚ, en el siguiente enlace: https://www.petroperu.com.pe/buen-gobierno-corporativo/nuestro-sistema-de-integridad/". Ley N° 29742 "Ley de Prevención y sanción del hostigamiento sexual" Cumplimiento a la Ley N° 29742 "Ley de Prevención y sanción del hostigamiento sexual" y promover el ejercicio de tolerancia cero al acoso u hostigamiento sexual en cualquiera de sus formas, con la finalidad de garantizar un ambiente libre de acoso, hostigamiento, discriminación y violencia, así como promover un lugar de trabajo saludable y seguro que permita el bienestar físico y mental de nuestros trabajadores.	

OBSERVACIONES

USUARIO / SOLICITANTE -		COORDINADO / RECOMENDADO	APROBADO POR
NOMBRE JHIDALGOA	ANEXO	FIRMA	FIRMA
DPTO / UNIDAD GCEO-GDEP	FECHA DIT MEMO	SELLO	SELLO

INSTRUCCIONES AL CONTRATISTA	FECHA INICIO DEL TRABAJO	TRABAJO ACEPTADO POR	TRABAJO RECIBIDO CONFORME
1. FACTURAR EN ORIGINAL Y DOS COPIAS DETALLAR LOS TRABAJOS EFECTUADOS E IMPORTE 2. EN LAS FACTURAS CONSIGNAR EL N° DE ESTA OTT Y ADJUNTAR ORIGINAL. 3. TODA LA DOCUMENTACIÓN DEBE INGRESAR POR TRÁMITE DOCUMENTARIO (DONDE EXISTEN)	15.08.2022 FECHA TERMINO DEL TRABAJO	HIDROQUIMICA NDUSTRIAL S.A R.U.C. 20100588642 NOMBRE César Antonio Salas Room D.N.I. 08717530	FIRMA Y SELLO

CONDICIONES TÉCNICAS

SERVICIO DE TRATAMIENTO QUÍMICO
LOTE I

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.
GERENCIA DEPARTAMENTO EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Junio 2022

Firmado digitalmente por: HIDALGO ALEMAN Juan Cesar FAU 20100128218 soft
Motivo: En señal de conformidad
Fecha: 10/06/2022 08:23:47-0500

Firmado digitalmente por: GUTIERREZ RIVASPLATA Luis Angel FAU 20100128218 soft
Motivo: En señal de conformidad
Fecha: 10/06/2022 08:27:34-0500

Firmado digitalmente por: ESCOBAR CACERES Oscar Rodolfo Andres FAU 20100128218 soft
Motivo: Doy V° B°
Fecha: 10/06/2022 08:34:18-0500

CONDICIONES TÉCNICAS
SERVICIO DE TRATAMIENTO QUIMICO PARA EL LOTE I

1. OBJETO DEL SERVICIO

PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A.- PETROPERÚ S.A. (en adelante PETROPERÚ), requiere contratar el servicio de tratamiento químico para el Lote I.

El presente servicio es aplicable a todas las operaciones e instalaciones químicamente influenciables del Lote I relacionadas con la producción del petróleo, agua y gas natural.

2. DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO

EL CONTRATISTA, por sus propios medios, con plena autonomía económica, administrativa y directiva deberá proporcionar el servicio de tratamiento químico para el Lote I.

Mayores detalles del servicio en el Apéndice N° 1.

3. NORMATIVIDAD APLICABLE

La contratación del Servicio responde a la siguiente normativa vigente:

a) Ley N° 29783, Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo, y sus modificatorias
b) D.S. N° 005-2012-TR, que aprueba el Reglamento de la Ley N° 29783, Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo y modificatorias.
c) D.S. N° 032-2004-EM, Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.
d) D.S. N° 039-2014-EM, Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos y sus modificaciones.
e) Decreto Supremo N° 043-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos y modifica diversas disposiciones.
f) Decreto Supremo N° 42-F, Reglamento de Seguridad Industrial.
g) Código civil.
h) Ley N° 30102, Ley que dispone medidas preventivas contra los efectos nocivos para la salud por la exposición prolongada a la radiación solar.
i) Normativa emitida por el Gobierno en el contexto del Coronavirus – COVID 19.

4. PLAZO DE EJECUCIÓN

El inicio de la ejecución contractual será cuando se cumplan las condiciones establecidas en el numeral 22 y previa coordinación con el Administrador del Contrato.

El servicio será ejecutado en un plazo máximo de dieciséis (16) meses, teniendo como **fecha límite el 21 de octubre de 2023**, fecha en que concluye el Contrato de Licencia Temporal para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote I.

5. SISTEMA DE CONTRATACION

A Precios Unitarios

Se adjunta el formato de propuesta económica en el Apéndice N° 6.

6. MONTO ESTIMADO REFERENCIAL

RESERVADO, expresado en dólares. Debe incluir todos los tributos, seguros, transporte, inspecciones, pruebas y de ser el caso los costos laborales respectivos conforme a la legislación vigente, así como cualquier otro concepto que le sea aplicable y que pueda incidir sobre el valor del servicio

7. LUGAR DE EJECUCIÓN

El servicio se realizará en las instalaciones del Lote I, ubicado en la provincia de Talara, Piura – Perú.

8. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS MÍNIMOS

Del Postor

El postor deberá contar con experiencia en servicios de tratamiento químico por un monto de US$ 500,000.00; para lo cual deberá completar el formato incluido en el Apéndice N° 7.

Cada servicio se acreditará mediante copia simple de: (i) contratos, órdenes de servicio u órdenes de trabajo, y su respectiva conformidad o constancia de prestación; y/o (ii) comprobantes de pago cuya cancelación se acredite documental y fehacientemente, con voucher de depósito o nota de abono o reporte de estado de cuenta, cualquier otro documento emitido por entidad del sistema financiero que acredite el abono o mediante cancelación en el mismo comprobante de pago.

Los documentos sustentatorios deben indicar: costo del servicio, tipo de moneda, fecha, razón social del postor, cliente y descripción del servicio prestado, caso contrario el servicio será considerado como NO VÁLIDO.

9. DOCUMENTOS PARA FORMALIZACIÓN DE CONTRATO

a. Carta Fianza de Garantía de Fiel Cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

b. Pólizas de acuerdo con el numeral 11.

c. Declaración jurada de cumplimiento del alcance del servicio (Apéndice N° 9).

10. GARANTÍAS

CARTA FIANZA COMO GARANTÍA DE FIEL CUMPLIMIENTO

EL CONTRATISTA presentará una carta fianza como garantía de fiel cumplimiento de sus obligaciones contractuales, la que deberá ser emitida por una suma equivalente diez por ciento (10%) del monto contractual y tendrá vigencia hasta la conformidad del servicio.

La garantía de fiel cumplimiento (carta fianza) será solidaria, irrevocable, incondicional, de realización automática y sin beneficio de excusión, ejecutable al solo requerimiento de PETROPERÚ, bajo responsabilidad de la entidad que la emite, la misma que deberá estar dentro del ámbito de supervisión de la Superintendencia de Banca y Seguros y AFP o estar considerada en la última lista de Bancos Extranjeros de primera categoría que periódicamente publica el Banco Central de Reserva del Perú.

La carta fianza como garantía de fiel cumplimiento deberá mantenerse vigente desde la firma del Contrato, durante la ejecución del mismo y su terminación o la culminación anticipada del mismo por cualquier causa, lo que ocurra primero o la firma del acta de entrega del proyecto debidamente visada por el Administrador de Contrato.

En caso EL POSTOR adjudicatario no cumpliera con mantener vigente la Carta Fianza hasta el término del plazo antes señalado y/o no cumpliera con culminar el Contrato dentro del plazo establecido, PETROPERÚ, de manera adicional, alternativa, acumulativa, paralela y/o sucesiva a cualquier otro derecho, facultad y/o remedio del que goce según los términos del presente contrato y/o por ley, se encuentra facultada para ejecutar de manera inmediata, la Carta Fianza de Garantía de Fiel Cumplimiento vigente.

La garantía de fiel cumplimiento (carta fianza) será devuelta por PETROPERÚ, una vez transcurrido el plazo indicado en el párrafo anterior, siempre y cuando en todos los casos y de manera previa, EL POSTOR adjudicatario haya acreditado a satisfacción de PETROPERÚ, el total cumplimiento de las obligaciones asumidas en el Contrato y sus apéndices anexos.

11. PÓLIZAS

EL CONTRATISTA es responsable de contratar y mantener vigentes durante el plazo de tiempo de ejecución del contrato, todas las pólizas de seguros y coberturas que por Ley le competen a su actividad[1]. Adicionalmente y en amparo al presente contrato, deberá contar las siguientes pólizas de seguros.

- **Póliza de Seguro de Responsabilidad Civil General Comprensiva,** por una Suma Asegurada no menor de US$ 1,000,000 por evento y en Limite agregado vigencia, límite único y combinado, la misma que debe tener como mínimo las siguientes coberturas:
  - Responsabilidad Civil Extracontractual.
  - Responsabilidad Civil Contractual.
  - Responsabilidad Civil Patronal, la misma que debe cubrir a todo el personal, independientemente de su modalidad de contratación.
  - Responsabilidad Civil de Contratistas Independientes y/o Sub-contratistas
  - Responsabilidad Civil Cruzada
  - Responsabilidad Civil de Locales y Operaciones.
  - Responsabilidad Civil de Trabajos Terminados
  - Responsabilidad Civil en exceso de vehículos propios y ajenos.
  - Responsabilidad Civil de la carga.
  - Transporte de personal en medios de transporte propios o de terceros contratados para tal fin.
  - Responsabilidad Civil por incendio, explosión, humo, agua
  - Responsabilidad Civil por Contaminación y/o Polución accidental, súbita e imprevista, incluyendo los gastos de remediación y limpieza
  - Transporte de personal en medios de transporte propios o de terceros contratados para tal fin.
  - Gastos médicos admitidos hasta US$ 10,000 por evento y limite agregado vigencia.

[1] **Seguro de Vida Ley y Seguro Complementario por Trabajo de Riesgo (SCTR) para el personal que labore en el contrato, tanto en la cobertura de salud (Essalud o EPS) como en la de invalidez, muerte y sepelio (ONP o Cía. de Seguros) entre otras. Esta póliza se entregará cuando se inicien los trabajos de campo y/o taller incluyendo la factura que acredite el pago de la póliza y serán actualizadas cada vez que ingrese personal nuevo.**

- Se ampara la Responsabilidad Civil del uso, almacenamiento, manipuleo y transporte, incluyendo carga y descarga, de hidrocarburos, líquidos y gas combustible y/o inflamables e insumos químicos y otras mercaderías denominadas peligrosas.

La póliza debe describir el tipo de servicio brindado que se encuentra cubierto y debe hacer mención del contrato suscrito con PETROPERU.

- **Póliza de Seguro de Responsabilidad Civil de Automóviles**[2] hasta por una Suma Asegurada de US$ 100,000.00 por cada vehículo, en caso sea aplicable.

DISPOSICIONES GENERALES PARA LAS PÓLIZAS DE SEGUROS:

- Las Pólizas de Seguros de Responsabilidad Civil deberán incluir a PETROPERÚ, como asegurado adicional dejando constancia que en caso de siniestro PETROPERU tiene la denominación de tercero beneficiario, de forma tal que cubra adecuadamente cualquier daño a sus propiedades y/o dependientes.
- Las Pólizas de Seguros de Responsabilidad Civil deberán dejar constancia que en caso de siniestro PETROPERU tiene la denominación de tercero, de forma tal que cubra adecuadamente cualquier daño a sus propiedades y/o dependientes.
- Las pólizas de seguros, con excepción del SOAT, deberán tener el carácter de primarias.
- Cualquier otra póliza de seguro contratada sobre el mismo interés asegurado, es en exceso y no concurrente.
- La póliza de Responsabilidad Civil considerará como terceros a los familiares de los trabajadores, al personal contratado y de contratistas y/o subcontratistas, y/o empresas que prestan servicios a PETROPERU.
- La aseguradora renuncia a su derecho de subrogación contra PETROPERÚ S.A., sus agentes, funcionarios y trabajadores en general.
- Incluir una disposición por la cual se estipule que la aseguradora se obliga a cursar notificación por escrito a PETROPERÚ S.A. en caso fuera a producirse alguna modificación, anulación de las pólizas de seguros o incumplimiento de pago de primas.
- Las pólizas de seguros deberán contratarse en compañías de seguros sujetas al ámbito de supervisión de la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP.
- Entregar a PETROPERÚ S.A. copia de las pólizas de seguros y comprobantes que certifiquen el pago de la prima de seguro.
- En el supuesto caso que las pólizas de seguros sean insuficientes o no puedan ejecutarse por cualquier motivo, ante la eventualidad de un siniestro, el Contratista asumirá directamente el pago de la indemnización a terceras personas, así como a PETROPERÚ S.A. y a su personal.
- En caso de siniestro, el importe del deducible será asumido por el Contratista. PETROPERÚ S.A., su personal y terceros afectados, serán íntegramente indemnizados.
- Es responsabilidad del CONTRATISTA obtener coberturas adicionales, a las señaladas anteriormente, cuando sea aplicable. La no contratación de las pólizas necesarias y adicionales no libera de responsabilidad al CONTRATISTA por los daños ocasionados a PETROPERÚ S.A. y/o a cualquier tercero que se vea afectado, siempre que le sean imputables.

[2] **Considerar esta cláusula siempre que ingresen vehículos a las instalaciones donde se prestará el servicio.**

12. SUBCONTRATACIÓN

PETROPERÚ sí autoriza la subcontratación, para lo cual se deberá considerar lo establecido en el artículo 70 del Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ.

13. PENALIDADES

Penalidades por incumplimiento del servicio:

Cuando PETROPERÚ, observe una NO CONFORMIDAD en la ejecución del servicio, LA CONTRATISTA será notificado y se le otorgará un plazo razonable, para remediar la situación observada. Vencido el mismo, comenzará a regir una penalidad del 0.5% por cada día de demora en la normalización del hecho y por cada vez que ello ocurriera, que afectará a la facturación del mes que corresponda su aplicación hasta un máximo del 10%.

Las multas que correspondan serán aplicadas por PETROPERÚ y su importe será deducido de la facturación mensual.

A continuación, se listan algunas NO CONFORMIDADES:

- El no corregir desvíos reportados en los Registros de Actos y Condiciones Sub estándares dentro del plazo otorgado por PETROPERÚ a LA CONTRATISTA.
- No validar los residuales de sus productos en un plazo máximo de 01 mes de iniciado el servicio.
- No mantener una comunicación efectiva con el personal fiscalizador y que por ello se genere atrasos en el desarrollo normal de los programas de trabajo pactados.
- No aplicación o aplicación inadecuada de protocolos de ensayos químicos de laboratorio o monitoreo.
- Daños a instalaciones o al medio ambiente en el Lote I, generados durante las operaciones de LA CONTRATISTA.
- La no entrega o entrega retrasada, reiterada, de los informes y reportes antes mencionados.
- La no entrega reiterada de los documentos solicitados por el área de HSSE en los plazos establecidos.
- Presentar de manera reiterativa información incorrecta en los formatos físicos y digitales a ser vaciados en bases de datos PETROPERÚ.
- No contar con la cantidad suficiente de materiales y equipos requeridos en el servicio.
- No cumplir con la trazabilidad de las muestras recibidas.

La generación de NO CONFORMIDADES ESPECIALES generarán la aplicación de MULTA directa del 0.5 por ciento (0.5 %) de la facturación total certificada del mes que corresponda su aplicación y el establecimiento de plazos de cumplimiento no mayores a 5 días hábiles a partir del cual regirá aplicación por cada día de demora en la normalización del hecho y por cada vez que ello ocurriera. Estas no conformidades son consideradas especiales debido al impacto negativo que se genera al servicio de tratamiento químico y por ende a las operaciones de PETROPERÚ.

Las no conformidades consideradas especiales son:

- No restablecer las actividades de dosificador en un plazo menor a 24 horas, en el caso en que el cese de actividades sea por causas que estén bajo el control de LA CONTRATISTA.

- Incumplimiento de los Programas de Tratamiento Químico (programas de monitoreo y dosificaciones previamente acordadas), por razones atribuibles a LA CONTRATISTA.
- Presentar de manera reiterativa información incorrecta en los formatos físicos y digitales a ser vaciados en bases de datos PETROPERÚ.
- Incumplimiento de funciones de personal de LA CONTRATISTA por falta de planificación en periodos de descanso o vacacionales de su personal.
- Desabastecimiento de productos químicos.
- Abastecer productos químicos de menor calidad y rendimiento a los ofertados.
- No cumplir dos meses consecutivos con los indicadores del tratamiento químico indicados en la presente base técnica.
- Por exceso de dosificación de productos químicos atribuible a LA CONTRATISTA.
- Uso o empleo de materiales y equipos de laboratorio no adecuados o que no cumplan con los estándares de calidad y calibración.
- Reportar resultados erróneos por razones atribuibles a LA CONTRATISTA.

Las penalidades no excederán el 10% del monto contractual.

Penalidades de ambiente, seguridad y salud ocupacional

Todo Contratista que desarrolle labores presenciales en las instalaciones de PETROPERÚ debe cumplir los procedimientos de prevención del COVID-19 aplicables a Contratistas recogidos en el Plan para la Vigilancia, Prevención y Control COVID-19 de PETROPERÚ, de no hacerlo será causal de resolución de contrato.

Adicionalmente, EL CONTRATISTA se encuentra obligado a contar con un “Plan de Vigilancia, Prevención y Control de la COVID-19”, conforme a la Resolución Ministerial N° 448-2020-MINSA, sus modificatorias y los Protocolos Sectoriales que le correspondan. El referido plan debe ser registrado o notificado ante el Ministerio de Salud (MINSA) y comunicado al Administrador de Contrato, previo al inicio del servicio, señalando expresamente que su incumplimiento será causal de resolución de contrato.

En caso EL CONTRATISTA, sus trabajadores y/o personal:

a. Intente o cometa actos de sustracción (robo o hurto) de bienes o sustancias de propiedad de PETROPERÚ, o
b. Se presente a laborar bajo la influencia del alcohol o las drogas.

PETROPERÚ, como medida inmediata, prohibirá el ingreso del trabajador relacionado con dicho incumplimiento a cualquier de sus instalaciones de manera indeterminada, sin perjuicio de adoptar las medidas pertinentes contra EL CONTRATISTA.

PETROPERÚ aplicará penalidades que serán deducidas de los pagos a cuenta, del pago final, en la liquidación final, o de garantías de fiel cumplimiento del CONTRATISTA.

En caso un mismo incumplimiento califique para la aplicación de más de una penalidad, se aplicará aquella de mayor monto.

El listado de penalidades del servicio es el siguiente:

<table>
<tr><th colspan="2">DESCRIPCIÓN DEL EVENTO A PENALIZAR</th><th>Requerimiento Legal Relacionado</th><th>Aplicación de Penalidad*</th><th>Penalidad (% del monto contractual, incluye impuestos)</th></tr>
<tr><td>1</td><td>Incumplir alguna medida de seguridad y salud ocupacional contemplada en el “Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas de PETROPERÚ, que como consecuencia origine alguno de los siguientes eventos, según determine el proceso de investigación a cargo de PETROPERÚ:
. Accidente mortal o Accidente incapacitante total o parcial permanente
.....
. Accidente incapacitante temporal (por ocurrencia)
.....
. Incidente peligroso
.....
. Accidente leve (sólo si la compañía registra anteriormente por lo menos 2 accidentes leves o 1 incapacitante en el contrato vigente)
.....
El contratista tendrá cinco días hábiles para presentar sus descargos a los resultados de la investigación de PETROPERÚ, pudiendo ser ampliados en caso lo justifique mediante carta al Administrador de Contrato. Es preciso indicar que en el caso de un accidente mortal o accidente incapacitante total o parcial permanente, PETROPERÚ evaluará la continuidad del contrato de la compañía contratista. Si se decide resolver el contrato, no le aplicará la penalidad.</td><td>Ley 29783 Art. 21°</td><td>Por evento</td><td>…5%
…2%
…1%

…1%</td></tr>
<tr><td>2</td><td>No informar dentro de la primera hora de ocurrido a PETROPERÚ, cualquier incidente o accidente de trabajo</td><td>RCD 172-2009-OS/CD Art. 6°
DS 005-2012-TR
Art. 110</td><td>Por evento</td><td>1%</td></tr>
<tr><td>3</td><td>No realizar los exámenes ocupacionales periódicos o de retiro al personal a su cargo de acuerdo con la normativa legal y los riesgos de su actividad.</td><td>Ley 29783 Art. d</td><td>Por evento</td><td>1%</td></tr>
<tr><td>4</td><td>No asignar o contar con los profesionales de seguridad y ambiente (QHSSE) de acuerdo con el perfil y nivel de riesgo establecido en el “Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas de PETROPERÚ” o no cumplir el número
<table>
<tr><th rowspan="2">N° Personas por Equipo o Locación</th><th colspan="3">Actividades según el nivel de riesgo</th><th rowspan="2">Profesional QHSSE (***)</th></tr>
<tr><th>Alto</th><th>Medio</th><th>Bajo</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Menor de 20</td><td>X (*)</td><td>-</td><td>-</td><td>1</td></tr>
<tr><td>-</td><td>X (*)</td><td>X (*)</td><td>1</td></tr>
<tr><td rowspan="2">De 20 a 50</td><td>X</td><td>-</td><td>-</td><td>1</td></tr>
<tr><td>-</td><td>X</td><td>X (**)</td><td>1</td></tr>
<tr><td rowspan="2">De 51 a 75</td><td>X</td><td>-</td><td>-</td><td>1</td></tr>
<tr><td>-</td><td>X</td><td>X (**)</td><td>1</td></tr>
<tr><td rowspan="2">De 76 a 100</td><td>X</td><td>-</td><td>-</td><td>2</td></tr>
<tr><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td>1</td></tr>
<tr><td>De 101 a más</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>1 por cada 50 trabajadores adicionales</td></tr>
</table>
mínimo de profesionales QHSSE según la siguiente tabla:

Para horarios rotativos, se debe considerar sus respectivos relevos, con el fin de garantizar la continuidad de la supervisión QHSSE.
En los siguientes casos, uno de los trabajadores del equipo del CONTRATISTA podrá cumplir las funciones del profesional QHSSE, sin eximir al contratista del</td><td>DS 043-2007- EM Art. 17.1°
DS 005-2012TR Art. 39°
RM 448-2020-MINSA</td><td>Por evento</td><td>1%</td></tr>
</table>

	cumplimiento de la legislación vigente que aplique a la actividad contratada: (*) Para trabajos con un nivel de medio y alto riesgo, con menos de 20 trabajadores, (**) Para trabajos con un nivel de riesgo bajo, con un número de hasta 75 trabajado			
5	Realizar trabajos no autorizados por PETROPERÚ, no contemplados en el permiso de Trabajo, o emplear personal que trabaja para otra compañía contratista o servicio diferente.	DS 043-2007- EM Art. 61°	Por evento	1%
6	Intento de ingresar o haber ingresado de manera oculta armas, equipos no intrínsecos (teléfono celular, cámara fotográfica) o sustancias prohibidas (drogas, alcohol), dentro de las instalaciones de PETROPERÚ	DS 043-2007-EM Art. 17.1° RAD 044-2017APN-DIR	Por evento	1%
7	Incumplir algún control establecido en la matriz de Identificación de Peligros, Evaluación de Riesgos y Determinación de Controles (IPERC), en el Permiso de Trabajo, en el Análisis de Trabajo Seguro o en la matriz ambiental.	Ley 29783 Art. 21°	Por evento	1%
8	No devolver a PETROPERÚ los pases de ingreso vencidos o de aquel personal que ya no cuenta con vínculo laboral o autorización para ingresar a las instalaciones.	RAD 044-2017APN-DIR	Por evento	0.3%
9	No asistir a las reuniones de seguridad para contratistas programadas por las dependencias de seguridad de la sede de trabajo correspondiente.	DS 043-2007- EM Art. 17.1°	Por evento	0.3%
10	Incumplir el procedimiento de gestión de permisos de trabajo y análisis de trabajo seguro, según lo indicado en el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas de PETROPERÚ y el procedimiento PA1-GCGS-073 vigentes.	DS 043-2007EM Art. 61°	Por evento	1%
11	En caso aplique, no respetar las normas de conducción de vehículos que se utilicen como parte del Contrato dentro de las instalaciones de PETROPERÚ y que se encuentran establecidas en el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas.	DS 016-2009MTC	Por evento	1%
12	Ausencia, en la zona de labores, del Responsable de Ejecutar el Trabajo durante la ejecución de los trabajos de alto riesgo contemplados en el Permiso de Trabajo.	DS 005-2012-TR Art. 26° c	Por evento	1%
13	Emplear equipos de protección personal sin certificación, deteriorados, en condiciones insalubres (e.g.: empleo de botas humedecidas) o entregar equipos al personal que no sean nuevos.	DS 043-2007- EM Art. 17.1°	Por evento	0.5%
14	Incumplir el Programa de Actividades de Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional presentado por el contratista para el servicio u obra, de acuerdo con lo requerido por el Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas.	DS 005-2012-TR Art. 26° h	Por evento	0.5%
15	Emplear equipos, máquinas o herramientas hechizas o no diseñadas para la labor que se ejecuta.	DS 043-2007- EM Art. 17.1°	Por evento	0.5%
16	Sobrepasar las doce horas de trabajo máximo en las instalaciones de PETROPERÚ o el horario indicado en el Permiso de Trabajo, sin la respectiva autorización.	DS 043-2007EM Art. 61°	Por evento	0.1%
17	No realizar un adecuado acopio, almacenamiento temporal, transporte, tratamiento y/o disposición final de los residuos sólidos generados como resultado del desarrollo de sus actividades en áreas operativas o tópicos médicos, según aplique al tipo de residuo y al alcance del trabajo a cargo del contratista.	Ley 27314	Por evento	0.5%

18	No adoptar medidas para el control y minimización de los impactos generados por siniestros o emergencias (e.g.: derrames, fugas, etc.) ocurridos a causa o con ocasión del desarrollo de sus actividades, o no efectuar la limpieza y descontaminación de las áreas afectadas como consecuencia. Esta penalidad es aplicable a las actividades del contratista que impliquen la manipulación de componentes (infraestructuras, equipos o vehículos) destinados al almacenamiento, transporte, despacho, recepción o procesamiento de materiales peligrosos (hidrocarburos, sustancias químicas o residuos).	DS 043-2007- EM Art. 17.1°	Por evento	2%

DEFINICIONES APLICABLES AL CUADRO DE PENALIDADES:

* **Penalidad por Evento:** En caso un tipo de incumplimiento sea detectado dos o más veces durante el desarrollo de una misma acción de supervisión, se aplicará una única penalidad, la cual corresponderá al evento detectado en su conjunto. Si se verifica la reincidencia del incumplimiento durante una acción de supervisión posterior, ésta dará lugar a la imposición de una nueva penalidad.

Accidente Mortal: Suceso cuyas lesiones producen la muerte del trabajador.

Accidente Incapacitante: suceso cuya lesión, resultado de la evaluación médica, da lugar a descanso, ausencia justificada al trabajo y tratamiento. Para fines estadísticos, no se tomará en cuenta el día de ocurrido el accidente. Según el grado de incapacidad los accidentes de trabajo pueden ser:

- Total Temporal: cuando la lesión genera en el accidentado la imposibilidad de utilizar su organismo; se otorgará tratamiento médico hasta su plena recuperación.
- Parcial Permanente: cuando la lesión genera la pérdida parcial de un miembro u órgano o de las funciones de este.
- Total Permanente: cuando la lesión genera la pérdida anatómica o funcional total de un miembro u órgano; o de las funciones del mismo. Se considera a partir de la pérdida del dedo meñique.

Incidente Peligroso: Todo suceso potencialmente riesgoso que pudiera causar lesiones o enfermedades a las personas en su trabajo o a la población.

Accidente Leve: Suceso cuya lesión, resultado de la evaluación médica, que genera en el accidentado un descanso breve con retorno máximo al día siguiente a sus labores habituales.

Incidente: Suceso acaecido en el curso del trabajo o en relación con el trabajo, en el que la persona afectada no
sufre lesiones corporales, o en el que éstas sólo requieren cuidados de primeros auxilios.

Accidente de Trabajo: Todo suceso repentino que sobrevenga por causa o con ocasión del trabajo y que produzca en el trabajador una lesión orgánica, una perturbación funcional, una invalidez o la muerte. Es también accidente de trabajo aquel que se produce durante la ejecución de órdenes del empleador, o durante la ejecución de una labor bajo su autoridad, y aun fuera del lugar y horas de trabajo.

14. FACTURACIÓN Y FORMA DE PAGO

Las valorizaciones se presentarán de manera mensual, después de ejecutada la respectiva prestación.

El plazo para la conformidad de la valorización será de cinco (5) días calendario. Este plazo no está comprendido dentro del plazo de ejecución del servicio.

El comprobante de pago será pagado a los sesenta (60) días calendario contados desde su correcta presentación.

El comprobante de pago deberá remitirse en formato PDF a la Mesa de Partes Virtual al correo mesadepartesvirtual@petroperu.com.pe, en el caso de facturas electrónicas; o presentarse en la Oficina de Trámite Documentario de PETROPERÚ, sito en Av. Enrique Canaval y Moreyra 150, San Isidro, Lima, en el caso de factura manuales. El comprobante de pago deberá presentarse junto con la siguiente documentación:

a) Para el caso de pagos parciales: Copia del Contrato, valorización aprobada.
b) Para el caso del pago final: Contrato original, valorización final aprobada, el acta de conformidad de recepción, acta de liquidación.

EL CONTRATISTA consignará obligatoriamente en su factura el número y descripción del Contrato.

Aquellos comprobantes de pago presentados incorrectamente o presentados antes de obtener la conformidad serán devueltos para su subsanación, rigiendo el nuevo plazo a partir de la fecha de su correcta presentación.

15. ADMINISTRACIÓN Y CONFORMIDAD

La administración del servicio estará a cargo de la Jefatura Operaciones Talara de la Gerencia Dpto. Exploración y Producción y la conformidad del servicio estará a cargo del Gerente Dpto. Exploración y Producción.

16. PERSONAL REQUERIDO

16.1 Coordinador de Operaciones

Experiencia mínima de cinco (05) años como Coordinador en servicios de tratamientos químicos y/o monitoreo químico de pozos. Deberá tener poder de decisión.

- Responsable de la coordinación con PETROPERÚ. Deberá mantener una constante comunicación con el Administrador del Contrato.
- Responsable del cumplimiento del programa de tratamiento químico, equipos, personal, sistema de gestión, indicadores y todo lo que este tipificado dentro del contrato.
- Presentar los informes, estadísticas, análisis de falla, recomendaciones y otros requeridos por PETROPERÚ.
- Responsable de registrar y responder toda anotación registrada en el cuaderno de servicio.
- Asistir a las reuniones de coordinación solicitadas por PETROPERU.

16.2 Supervisor de Tratamiento Químico

Ingeniero Químico con experiencia no menor a dos (02) años en tratamientos químicos en campo y/o monitoreo químico de pozos.

- Supervisar el proceso de Tratamiento Químico del crudo garantizando que cumpla con los estándares exigidos para la venta y asegurando la integridad de las instalaciones, protección del medio ambiente seguridad y la salud de las personas que intervienen en el proceso.
- Realizar el monitoreo y análisis correspondiente a las muestras tomadas en cada uno de los puntos del proceso a fin de garantizar las condiciones del agua de vertimiento e inyección, así como los parámetros de calidad de crudo y gas.
- Ser referente activo y soporte operativo para los sectores de Producción, Mantenimiento, entre otras.
- Deberá realizar trabajos de campo de manera interdiaria, pudiendo ser: i) Lunes, Miércoles y Viernes o ii) Martes, Jueves y Sábado; las horas diarias dependerán del programa de tratamiento químico.

16.3 Profesional QHSSE

- Titulado, Colegiado y habilitado en carreras de ingeniería con mínimo cinco (05) años de experiencia laboral en la gestión de seguridad, salud ocupacional y ambiental en la actividad de hidrocarburos, minería o industrias químicas. Con estudios de

especialización en seguridad, higiene industrial y gestión ambiental con una duración mínima de 120 horas. Contar con licencia de conducir A-1.

- Deberá estar presente en el Lote I cuando las actividades lo ameriten y cuando sea requerido por PETROPERÚ.

EL CONTRATISTA deberá acreditarse con Curriculum Vitae documentado (copia de grado académico, copia de constancias de trabajo, certificado de cursos, licencia de conducir vigente).

En caso de que EL CONTRATISTA requiera efectuar un cambio de personal requerirá la previa autorización de PETROPERÚ, para lo cual alcanzará el sustento correspondiente, así como la documentación del nuevo personal propuesto, quien debe tener un perfil igual o superior al del inicialmente presentado. Todo cambio deberá ser oportunamente comunicado y no deberá causar retrasos o problemas en los servicios de la operación normal que se estén prestando.

17. CUADERNO DE SERVICIO

EL CONTRATISTA habilitará un Cuaderno de Servicio (en adelante, el "Cuaderno") que permanecerá bajo la custodia de PETROPERU. El Cuaderno constará de hojas numeradas.

En el Cuaderno se definirá quien actuará como fiscalizador del Servicio por parte de PETROPERÚ, así como el representante de EL CONTRATISTA.

En el Cuaderno se registrarán las comunicaciones o relación de hechos que cualquiera de las Partes considere documentar, tales como observaciones, incumplimientos de medio ambiente, seguridad y/o salud ocupacional, aplicación de multas, entre otros.

18. OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA

Sin perjuicio de las demás obligaciones señaladas en las Condiciones Técnicas y en el artículo 68 del Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ, el CONTRATISTA, su personal y/o sus subcontratistas se comprometen expresamente a:

- Brindar el Servicio conforme a sus conocimientos y experiencia profesional, asumiendo responsabilidad por deficiencias en los servicios que tuvieran como origen hechos directamente atribuibles a ella.

- Cumplir las prestaciones a su cargo dentro del plazo estipulado en el Contrato, asumiendo plena responsabilidad por demoras y retrasos ocurridos por hechos que fueran de su exclusiva responsabilidad.

- Asumir plena responsabilidad por las obligaciones asumidas en el marco del Contrato.

- En caso se imponga una multa a PETROPERU producto de un incumplimiento del personal de EL CONTRATISTA de alguna norma de seguridad, medio ambiente y/o cualquier otra norma a la que EL CONTRATISTA se encuentra obligado, EL CONTRATISTA será inmediatamente notificado por PETROPERU del procedimiento sancionador a aplicar y deberán asumir el íntegro del monto de la multa y los gastos de defensa legal en que se incurran. EL CONTRATISTA se compromete a asumir directa e indirectamente el pago de cualquier sanción o multa que pudiese aplicarse por el cumplimiento de estas obligaciones y los gastos

de defensa legal en que se incurran, sin responsabilidad alguna para PETROPERU. Queda entendido que, si por cualquier motivo PETROPERU se viera obligado a pagar cualquiera de las obligaciones que, de acuerdo a lo señalado en el párrafo precedente, son de cargo exclusivo de EL CONTRATISTA, este último deberá reembolsar de inmediato a PETROPERU el importe abonado.

- Cumplir estrictamente todas las normas legales y administrativas que le corresponden como empleador, en especial las referidas a las obligaciones laborales, tributarias y de seguridad social. En consecuencia, se obliga como único responsable al pago oportuno de las remuneraciones que correspondan a su personal, así como al pago de aportaciones a ESSALUD, ONP, AFP, IES y el pago de otros tributos social que corresponda efectuar. En tal sentido EL CONTRATISTA se compromete a asumir directa e indirectamente el pago de cualquier sanción o multa que pudiese aplicarse por el cumplimiento de estas obligaciones, sin responsabilidad algunas para PETROPERU. Queda entendido que, si por cualquier motivo PETROPERU se viera obligado a pagar cualquiera de las obligaciones que, de acuerdo a lo señalado en el párrafo precedente, son de cargo exclusivo de EL CONTRATISTA, este último deberá reembolsar de inmediato a PETROPERU el importe abonado.

- Queda expresamente entendido y estipulado que todos y cada uno de los funcionarios, técnicos y personal asignado por el CONTRATISTA para la ejecución del Contrato, tienen relación laboral única y exclusiva con el CONTRATISTA. Por lo tanto, corresponde al CONTRATISTA la suscripción de los contratos de trabajo respectivos, el pago de todos los salarios, prestaciones legales, indemnizaciones, dotaciones, seguros, etc., y, en general, el cumplimiento de todas las obligaciones de afiliación y aportes a ESSALUD, ONP, AFP y demás pagos que por ley le corresponden, respecto al personal bajo régimen de relación laboral. PETROPERU se reserva el derecho de realizar Auditorías Laborales, desde la entrada en vigencia del Contrato y hasta un (1) año posterior a la culminación del mismo, para garantizar el cumplimiento por parte del CONTRATISTA de las obligaciones laborales respectivas, teniendo en consideración el deber de confidencialidad que el CONTRATISTA tiene con sus trabajadores. El CONTRATISTA entregará mensualmente a) la Declaración Jurada Simple que sustente el cumplimiento de sus obligaciones laborales, y b) la constancia de presentación del formato PDT 601 de SUNAT o formato que lo reemplace.

- Informar por escrito a PETROPERU de cualquier situación que pudiese afectar la adecuada prestación de las obligaciones a su cargo, dentro de un plazo no mayor a las veinticuatro (24) horas de que dicha situación se produjese o de haber tomado conocimiento de dicha situación.

- EL CONTRATISTA será responsable de brindar asistencia médica a su personal en casos de accidente o enfermedades imprevistas. En caso de ser URGENCIA, PETROPERU podrá atender al paciente con los recursos que tenga disponible, posteriormente los gastos incurridos serán debitados a EL CONTRATISTA.

- EL CONTRATISTA es responsable por cualquier daño que su personal ocasione a los equipos, bienes instalaciones, o al personal de PETROPERÚ. De ser el caso, el Contratista será el responsable de indemnizar el daño causado.

- EL CONTRATISTA utilizará equipos que cuenten con certificados de calibración vigente, asimismo se realizará in situ la verificación de los equipos. Se deberá adjuntar al Informe de monitoreo la constancia de verificación de los equipos.

- Procurar en todo momento que las zonas de trabajo y los predios adyacentes a las mismas permanezcan en adecuadas condiciones de aseo, orden y seguridad. Terminado el Servicio, EL CONTRATISTA procederá a limpiar las áreas de trabajo y a retirar de allí todos aquellos sobrantes de materiales utilizados, basuras, etc., resultantes de sus actividades, lo mismo que el equipo, herramientas y materiales pertenecientes a EL CONTRATISTA y dejará el área en mención en las condiciones existentes antes de comenzar el Servicio. En caso contrario, PETROPERÚ contratará con terceros la limpieza de las áreas afectadas y cobrará a EL CONTRATISTA el valor de los trabajos de limpieza. Los residuos provenientes de las actividades propias del servicio, deberá ser recolectado por la CONTRATISTA y disponerlo en el Almacén Temporal de Residuos de Milla Seis.

- Dar estricto cumplimiento a las disposiciones legales y reglamentarias de la industria en el sector de hidrocarburos, y en general a todas las leyes y Normatividad que sean le aplicables en los Lugares de Ejecución, y en la realización de actividades conexas, complementarios y accesorias al Objeto del servicio, absteniéndose de realizar actividades prohibidas legalmente.

- Dar estricto cumplimiento a las obligaciones y responsabilidades contempladas en las condiciones técnicas.

- Suministrar a los empleados, dependientes, agentes o Subcontratistas que utilice para el desarrollo del presente servicio todos los elementos e implementos necesarios para el cumplimiento de sus funciones, conforme a lo contemplado en las presentes condiciones técnicas.

- Atender las reclamaciones y demandas relacionadas directa o indirectamente con el servicio, que se hagan en su contra, e informar de ellas en forma pormenorizada a PETROPERÚ dentro de los dos (2) días calendario siguientes a la fecha en que tuvo conocimiento de ellas.

- Reembolsar los costos que PETROPERÚ pague cuando se necesite llamar a otra empresa para la ejecución de obligaciones a cargo de EL CONTRATISTA, por incumplimiento total o parcial de sus obligaciones y deberes, conforme a las condiciones técnicas. Los costos podrán ser descontados directamente por PETROPERÚ de cualquier saldo pendiente de pago a favor de EL CONTRATISTA.

- Exigir a los Subcontratistas que incluyan en sus contratos una cláusula por la cual mantendrán a PETROPERÚ, sus subsidiarias, filiales y matrices, libres de responsabilidades y cumplir las especificaciones de estas condiciones técnicas en materia de responsabilidades y seguros.

- Consultar a PETROPERÚ y obtener su aprobación, previa a la celebración de acuerdos con la comunidad: cuando los mismos no se encuentren expresamente autorizados por estas condiciones técnicas.

- No adelantar ninguna actividad a nombre de PETROPERÚ ni realizar actos en su nombre.

- EL CONTRATISTA se compromete a hacer extensiva la presente cláusula en sus contratos con sus Subcontratistas, incluyendo expresamente a todos sus dependientes y/o proveedores que presten o suministren bienes y servicios al interior de los Lugares de Ejecución. Esta obligación incluye la obligación de EL

CONTRATISTA de llevar a cabo el debido seguimiento al cumplimiento de los mencionados deberes por parte de sus Subcontratistas.

- El CONTRATISTA será el único responsable ante PETROPERÚ y ante terceros por las lesiones, muertes, daños o cualquier perjuicio que sus empleados o sus subcontratistas originen, sin considerar cómo, cuándo o dónde ocurran tales daños.

- Cabe señalar que, PETROPERÚ responderá únicamente por aquellos daños o perjuicios que sean causados por dolo o culpa inexcusable. Asimismo, el CONTRATISTA asume expresamente el riesgo de pérdida, robo, avería o extravío por cualquier causa de los materiales, maquinaria u otros bienes que tenga en su poder como consecuencia de la ejecución de la presente Orden. La pérdida, robo, avería o extravío de los materiales, maquinarias u otros bienes no exime al CONTRATISTA de su obligación de reponerlos en el más corto plazo posible a fin de ejecutar correctamente la presente Orden a entera satisfacción de PETROPERÚ, sin perjuicio de los costos e indemnización que podría sufrir como consecuencia de dicha afectación.

- El CONTRATISTA deberá respetar la propiedad privada e instalaciones de PETROPERÚ, garantizando en todo momento que sus empleados y/o subcontratistas cumplen con la presente obligación.

- El CONTRATISTA libera expresa y definitivamente a PETROPERÚ de cualquier responsabilidad u obligación que tuviera frente a su personal, poderes estatales, entidades públicas, personas privadas y terceros en general, cualquiera que fuera la naturaleza de la obligación o responsabilidad.

- Para todos los casos, PETROPERÚ podrá solicitar del CONTRATISTA que asuma su defensa, a su propio costo, ante cualquier litigio en el cual se vea involucrada por causa de esta última, sus representantes, trabajadores o subcontratistas. Queda entendido que este derecho no podrá ejercerse cuando el daño o la muerte de la persona o la perdida, daño o perjuicio se produjese por negligencia, dolo o culpa inexcusable a PETROPERÚ, sus representantes o trabajadores.

- En el caso que el CONTRATISTA no cumpla con lo anterior, PETROPERÚ podrá retener facturas pendientes de pago. En caso de no poder realizar tales retenciones para el pago de indemnizaciones a terceros o cubrir sus indemnidades, PETROPERÚ podrá dar por terminado el servicio, sin perjuicio a las acciones legales a que haya lugar.

- EL CONTRATISTA deberá contar con todos los permisos requeridos por la legislación ambiental y de otro tipo, así como todas las aprobaciones necesarias de toda Autoridad Gubernamental para la prestación del servicio, salvo que por su naturaleza deban ser obtenidos por PETROPERÚ.

- Notificar de inmediato a PETROPERÚ en caso surjan problemas que interrumpan o alteren de algún modo la prestación del servicio. Asimismo, informar por escrito a PETROPERÚ, dentro de las 24 horas siguientes de ocurrido el hecho, sobre cualquier incidente o accidente relacionado con el servicio.

- EL CONTRATISTA reconoce como su única y exclusiva responsabilidad, cualquier daño que pueda sufrir el personal a su cargo, que intervenga en la ejecución del servicio materia del presente servicio, siempre y cuando el daño

ocasionado sea imputable al CONTRATISTA, quedando liberado PETROPERU de cualquier responsabilidad.

- EL CONTRATISTA deberá proporcionar oficinas, laboratorio, internet, movilidad, alimentación, alojamiento, entre otros, para que su personal cumpla con los estipulado en las Condiciones Técnicas.

19. FACILIDADES OTORGADAS POR PETROPERÚ

- Brindar toda la información que obre en su poder y que fuera requerida por EL CONTRATISTA para la adecuada prestación del Servicio.

- Brindar las facilidades que correspondan para que EL CONTRATISTA pueda prestar adecuadamente las obligaciones a su cargo.

20. CAUSALES DE RESOLUCIÓN DE CONTRATO

El contrato podrá ser resuelto de conformidad con lo indicado en el artículo 76 del Reglamento de Contrataciones de PETROPERÚ.

El contrato podrá resolverse por terminación anticipada.

PETROPERÚ podrá resolver el contrato sin expresión de causa.

21. SEGURIDAD Y PROTECCIÓN DEL AMBIENTE

EL CONTRATISTA y sus subcontratistas que desarrolle labores presenciales deberán cumplir con los siguientes estándares y directivas QHSSE:

- Política de Gestión Integral de la Calidad, Ambiente, Seguridad y Salud en el Trabajo.
- Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratistas de PETROPERÚ – Manual M.SEGU-CO-PR.
- Curso de Inducción Prevención y Control Covid-19 para personal contratista de PETROPERÚ indicado en el literal d.
- Cláusulas y Penalidad de Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional para Nuevos Contratos de Servicios y Obras indicados en el numeral 13.
- Documentación COVID-19 de Contratistas para ingreso a instalaciones indicado en el literal e.
- Procedimiento PROA1-060 relacionado al Gestión y Manejo de Residuos Sólidos.
- Implementación de autoridad para detener trabajos (STOP WORK) en actividades realizadas por Contratistas indicado en el literal g.
- Procedimientos de prevención del COVID-19 aplicables a Contratistas recogidos en el Plan para la Vigilancia, Prevención y Control COVID-19 de PETROPERÚ, de no hacerlo será causal de resolución de contrato.

a. EL CONTRATISTA dotará a su personal de los implementos de seguridad necesarios y en buen estado de conservación durante la vigencia del Contrato para desarrollar sus actividades. Asimismo, el personal deberá presentarse adecuadamente vestido.

b. Antes de iniciar el servicio EL CONTRATISTA deberá presentar su ATS (Análisis de Trabajo Seguro) y la matriz (IPER) asociados a las actividades de la labor diaria, donde se hayan identificado todos los peligros y valorado los riesgos.

c. Para el inicio del servicio, el personal del CONTRATISTA obligatoriamente deberá asistir al curso de Inducción Corporativa QHSSE de PETROPERÚ y al curso de IPERC/ATS de PETROPERÚ.

d. El personal de la Contratista deberá acreditar estar capacitado en Prevención y Control COVID-19, para lo cual se pone a disposición el curso de Inducción y Prevención COVID-19. EL CONTRATISTA deberá solicitar a la Escuela Iberoamericana de Negocios - EIN, información sobre el proceso de inscripción y costos del soporte del aula virtual que brindan ellos para acceder al curso, mediante el envío de un correo electrónico a la dirección: induccioncovid19.petroperu@einsafety.com.

e. Con el objetivo de verificar la estrategia preventiva y cumplimiento normativo COVID-19 por parte de las compañías contratistas, informamos que a partir de la fecha es requisito para ingresar a laborar a nuestras instalaciones la validación de la siguiente documentación:

   i. Plan para la Vigilancia, Prevención y Control de la COVID-19 de la contratista debidamente actualizado y aprobado, así como, la evidencia de envío al MINSA/CENSOPAS.

   ii. Registro de capacitación de los trabajadores en medidas de bioseguridad y su propio Plan COVID-19, con duración mínima de dos horas.

   iii. Informe resumen digital de evaluación COVID-19 del personal (firmado por el representante de salud ocupacional del CONTRATISTA), y

   iv. Carta del representante legal del CONTRATISTA que autoriza las labores del personal del grupo de riesgo, según sea el caso.

f. EL CONTRATISTA se encuentra obligado a contar con un “Plan de Vigilancia, Prevención y Control de la COVID-19”, conforme a la Resolución Ministerial N° 448-2020-MINSA, sus modificatorias y los Protocolos Sectoriales que le correspondan. El referido plan debe ser registrado o notificado ante el Ministerio de Salud (MINSA) y comunicado al Administrador de Contrato, previo al inicio del servicio, señalando expresamente que su incumplimiento será causal de resolución de contrato.

g. Lineamientos para detener trabajos (STOP WORK): personal de EL CONTRATISTA o personal de PETROPERÚ podrá detener un trabajo que implique un riesgo no controlado o lo considere inseguro. La paralización de los trabajos se realizará solo si no se llega a un acuerdo entre las Partes o cuando la situación se vuelva insegura. La reanudación de los trabajos se realizará solo cuando el riesgo sea controlado.

h. En caso EL CONTRATISTA, sus trabajadores y/o personal:

   i. Intente o cometa actos de sustracción (robo o hurto) de bienes o sustancias de propiedad de PETROPERÚ, o

   ii. Se presente a laborar bajo la influencia del alcohol o las drogas.

   PETROPERÚ, como medida inmediata, prohibirá el ingreso del trabajador relacionado con dicho incumplimiento a cualquier de sus instalaciones de manera indeterminada, sin perjuicio de adoptar las medidas pertinentes contra EL CONTRATISTA.

22. CONDICIONES PARA EL INICIO DEL SERVICIO

EL CONTRATISTA presentará al administrador del Contrato la siguiente documentación al inicio del Servicio:

a) Registro en el SISCOVID-19.
b) Plan para Vigilancia, Prevención y Control de COVID-19.
c) Los exámenes médicos (EMOS) y las tarjetas de vacunación del personal a laborar en el servicio.
d) El Seguro Complementario de Trabajo de Riesgo (SCTR) de todo el personal.
e) Certificado de antecedentes policiales y/o la declaración de la ubicación de domicilio del personal a laborar en el Servicio.

23. ENTREGABLES

EL CONTRATISTA deberá entregar - por cada día de servicio - toda la información obtenida en los formatos digitales compatibles con las bases de datos de PETROPERÚ.

La Contratista deberá remitir los resultados de análisis y suministro de productos químicos consignados en los Reportes diarios de Tratamiento Químico hayan sido entregados (en físico y/o digital) a PETROPERÚ. De no mediar observaciones por parte de PETROPERÚ dentro de los siete (07) días hábiles desde su presentación, los reportes diarios se considerarán aprobados.

EL CONTRATISTA presentará los programas e informes de la manera siguiente:

- Reporte Semanal

  EL CONTRATISTA deberá presentar el Reporte de Tratamiento Químico en físico y/o digital por cada día de servicio a PETROPERÚ.

- Reporte de Curvas de Calibración (cuando lo requiera PETROPERÚ)

  EL CONTRATISTA deberá entregar reporte de los resultados de las curvas de calibración y factores de corrección de las soluciones empleadas para los análisis realizados en el laboratorio y en campo. EL CONTRATISTA en coordinación con PETROPERÚ definirá la frecuencia.

- Informe Mensual

  El Informe Mensual del Servicio será entregado el quinto día útil de cada mes, el cual deberá incluir lo indicado en el Apéndice N° 5 de las cláusulas técnicas de las Condiciones Técnicas. Además, deberá considerar los resultados de los tratamientos del mes anterior e indicadores.

- Informes Técnicos

  Los informes técnicos, resultado de las evaluaciones y/o propuestas de mejora del tratamiento químico aplicado deberán ser entregados previa coordinación y establecimiento de los plazos para el cumplimiento de los mismos.

24. VISITA OPCIONAL

Los postores podrán solicitar una visita al Lote I, la cual se llevaría a cabo entre el 14 y 16 de junio 2022. Durante la visita se podrá recolectar muestras para pruebas de laboratorio.

25. DOCUMENTACION PETROPERÚ

Copia de los siguientes documentos descargarlo del enlace que se indica.

a. Procedimiento N° PROA1-350 "Medidas de Seguridad y Salud Ocupacional para el Retorno a Labores en Instalaciones de PETROPERÚ".
b. Manual Corporativo de Seguridad, Salud y Protección Ambiental para Contratista de PETROPERÚ.
c. Plan para la vigilancia, prevención y control del covid-19 en PETROPERÚ.
d. Declaración Jurada de Salud (registro SIG-RE-106).

Enlace

- https://cloud.petroperu.com.pe/index.php/s/pCX5ZXPimk3mfSJ
- Password: Proced1m1ent@s

26. CONFIDENCIALIDAD DE LA INFORMACIÓN

EL CONTRATISTA deberá cumplir con la Política Corporativa de Seguridad de la Información de PETROPERÚ. Para tal efecto, PETROPERÚ le entregará un ejemplar del mismo. Asimismo, EL CONTRATISTA deberá guardar confidencialidad y reserva de la información a la que acceda en virtud del presente Servicio y reportar de inmediato cualquier irregularidad de seguridad de la información detectada.

EL CONTRATISTA deberá mantener en estricta confidencialidad toda la información recibida de PETROPERÚ o generada como consecuencia de la ejecución del presente Servicio. Asimismo, se obliga a utilizar dicha información únicamente para el cumplimiento de las obligaciones a su cargo, salvo que medie autorización expresa dada por escrito por el representante autorizado de PETROPERÚ. Para tal efecto, EL CONTRATISTA deberá suscribir un Compromiso de Confidencialidad.

En particular, EL CONTRATISTA se obliga a lo siguiente:

a. Hacer de conocimiento de su personal y representantes que accedan a la información, respecto del contenido del carácter confidencial de la información y respecto de las obligaciones del CONTRATISTA respecto de su uso y conservación.
b. Tomar las medidas que resulten necesarias para impedir que la información confidencial sea conocida por o revelada a terceros o utilizada para fines distintos a los que son materia de este servicio.
c. La información confidencial sólo podrá ser divulgada a terceras personas, previo consentimiento expreso y escrito de PETROPERÚ.
d. Informar inmediatamente sobre cualquier desvío, pérdida o robo de la información que recibe, así como a tomar las medidas correctivas del caso y asumir las responsabilidades a las que se diera lugar.
e. Devolver toda la información que obre en su poder, a requerimiento de PETROPERÚ, incluyendo cualquier copia que se haya producido para el trabajo que se va a realizar.
f. Indemnizar a PETROPERÚ en caso de que el incumplimiento de alguno de los compromisos expresados en este documento genere algún daño o perjuicio.

La obligación de confidencialidad subsistirá aún durante el plazo de cinco (5) años después de finalizada la vigencia del contrato y su incumplimiento hará responsable al Contratista de los daños y perjuicios que pudiera ocasionar a PETROPERÚ.

La obligación de confidencialidad que asume EL CONTRATISTA no alcanza a aquella información que: a) Sea de dominio público; b) Se encuentre en poder del Estudio por otros medios, o le hubiera sido comunicada por terceras personas o; c) Por mandato de la ley o por medio de mandato judicial deba ser divulgada o presentada a las autoridades. En ese supuesto, EL CONTRATISTA se compromete a comunicar a PETROPERÚ de este hecho con al menos tres (3) días de anticipación con la finalidad que esta última pueda oponer a dicho requerimiento las defensas de ley que considere oportunas.

27. PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO, DE DELITOS DE CORRUPCIÓN Y DE SOBORNO

En virtud de la presente cláusula, el Contratista declara haber recibido y leído la Política de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo, de Delitos de Corrupción y de Gestión Antisoborno de PETROPERÚ adjunta al presente contrato; manifestando comprenderla y comprometiéndose a cumplirla, conjuntamente con sus socios o asociados, directores, integrantes de los órganos de administración, representantes legales, apoderados, y toda persona natural o jurídica que actúa por su cuenta o beneficio, por su encargo o en su representación; con énfasis en los siguientes aspectos:

1. Utilizar recursos en la ejecución del presente contrato y la totalidad de pagos o cualquier otra transferencia de recursos, incluyendo garantías reales, efectuadas en favor de PETROPERÚ S.A., que proceden de fondos lícitos.
2. No incurrir en delitos de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo, o Corrupción bajo las formas de: Cohecho Activo Genérico, Específico o Transnacional, Tráfico de Influencias, Colusión Simple o Agravada, entre otros delitos que las leyes de la materia establezcan, tales como la Ley N° 30424 y sus normas modificatorias, en relación con la celebración y la ejecución del presente contrato.
3. No realizar, ofrecer, autorizar, solicitar o aceptar cualquier pago indebido o ilegal o, en general, cualquier beneficio indebido o ilegal o soborno, en relación con la celebración y la ejecución del presente contrato.
4. Que ni el, ni sus socios o asociados (con la titularidad del 10% o más de acciones o participaciones), directores y gerentes: a) Tienen condena, mediante sentencia firme, por delito de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo, delitos precedentes como Narcotráfico, Delitos Tributarios o Aduaneros, Minería Ilegal, Corrupción u otros que genere ganancias ilegales; Cohecho Activo Genérico, Específico y Transnacional, Tráfico de Influencias, Colusión Simple y Agravada o Soborno; en el ámbito nacional o internacional; b) Se encuentran comprendidos en la Lista OFAC (Oficina de Control de Activos Extranjeros del departamento de Tesoro de los Estados Unidos de América), Lista de Terroristas del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, Lista relacionada con el Financiamiento de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva emitida por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.
5. Prevenir el soborno, adoptando medidas técnicas, organizativas o de personal apropiadas para evitar acto o práctica indebidos o conductas ilícitas; en la materia sobre la que versa el presente contrato.
6. Poner a disposición de PETROPERÚ S.A. información veraz y completa, y en caso ésta sufra variaciones, presentar la información actualizada en un plazo de quince

(15) días hábiles. PETROPERÚ S.A. puede solicitar la información que considere pertinente en cumplimiento de la legislación de lavado de activos y financiamiento del terrorismo.

7. Comunicar a PETROPERÚ S.A. y las autoridades competentes, de manera directa y oportuna, cualquier acto o práctica indebidos o conductas ilícitas de la que tuviera conocimiento en relación con la celebración y la ejecución del presente contrato.

PETROPERÚ S.A. puede resolver en cualquier momento el presente Contrato de pleno derecho, mediante notificación escrita al Contratista si, respaldado por evidencias, considera que el Contratista ha incumplido cualquiera de los compromisos mencionados en esta cláusula, situando a PETROPERÚ S.A. frente a un riesgo legal, patrimonial o reputacional o que pueda generarle sanciones administrativas, civiles, penales; sin perjuicio de que PETROPERÚ S.A. brinde información a las autoridades competentes e inicie las acciones legales pertinentes, incluyendo las indemnizatorias que resulten aplicables.

28. SISTEMA DE INTEGRIDAD

«El Sistema de Integridad tiene como finalidad gestionar la ética e integridad en PETROPERÚ, asumiendo un compromiso con las normas del sistema, así como fortalecer la cultura ética basada en la política de tolerancia cero frente al fraude, a la corrupción y a cualquier acto irregular, proporcionando así las directrices a seguir para desarrollar acciones preventivas y detectar actos irregulares.

En ese sentido, el CONTRATISTA/CLIENTE se obliga al cumplimiento de lo dispuesto en: i) el Código de Integridad de PETROPERÚ; ii) la Política Corporativa de Integridad y Lucha contra la Corrupción y el Fraude; y, iii) los lineamientos del Sistema de Integridad, en lo que le sea aplicable a las obligaciones a su cargo.

El Código de Integridad de PETROPERÚ, la Política Corporativa de Integridad y Lucha contra la Corrupción y el Fraude, así como los Lineamientos del Sistema de Integridad se encuentran publicados en el portal de PETROPERÚ, en el siguiente enlace: https://www.petroperu.com.pe/buen-gobierno-corporativo/nuestro-sistema-de-integridad/»

29. COMPROMISO DEL CONTRATISTA DE TOLERANCIA CERO AL ACOSO U HOSTIGAMIENTO SEXUAL

PETROPERU practica y promueve el ejercicio de tolerancia cero al acoso u hostigamiento sexual en cualquiera de sus formas, con la finalidad de garantizar un ambiente libre de acoso, hostigamiento, discriminación y violencia, así como promover un lugar de trabajo saludable y seguro que permita el bienestar físico y mental de sus trabajadores. A efectos de trasladar nuestro compromiso de tolerancia cero al acoso u hostigamiento sexual a los contratistas de PETROPERU, el Contratista deberá presentar, para el inicio del servicio, una Declaración Jurada adhiriéndose a esta iniciativa y al estricto cumplimiento de la Ley N° 29742 «Ley de Prevención y sanción del hostigamiento sexual».

30. APENDICES

Apéndice N° 1. DESCRIPCIÓN Y ALCANCE DEL SERVICIO
Apéndice N° 2. NORMAS APLICABLES A LOS MÉTODOS DE MEDICIÓN.
Apéndice N° 3. CONDICIONES MÍNIMAS QUE DEBE CONTAR EL

	ALMACEN DE PRODUCTOS QUÍMICOS.
Apéndice N° 4.	ESPECIFICACIONES UNIDAD MOVIL DE DOSIFICACIÓN DE QUIMICA A POZOS.
Apéndice N° 5.	REPORTE MENSUAL SERVICIO DE TRATAMIENTO QUÍMICO.
Apéndice N° 6.	PROPUESTA ECONÓMICA
Apéndice N° 7.	RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACREDITEN LA EXPERIENCIA DEL POSTOR EN LA ACTIVIDAD
Apéndice N° 8.	DOCUMENTACIÓN MÉDICA Y DE SEGURIDAD DE LOS TRABAJADORES
Apéndice N° 9.	DECLARACIÓN JURADA DE CUMPLIMIENTO DEL ALCANCE DEL SERVICIO
Apéndice N° 10.	POLITICA DE PREVENCION DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO, DE DELITOS DE CORRUPCION Y DE SOBORNO.
Apéndice N° 11.	DECLARACIÓN JURADA SOBRE COMPROMISO DE TOLERANCIA CERO AL ACOSO U HOSTIGAMIENTO SEXUAL Y AL ESTRICTO CUMPLIMIENTO DE LA LEY N° 29742
Apéndice N° 12.	INFORMACIÓN DE DUCTOS EXISTENTES EN EL LOTE
Apéndice N° 13.	PROGRAMA MENSUAL DE TRATAMIENTO QUÍMICO
Apéndice N° 14.	CONSUMO DE PRODUCTOS QUÍMICOS MAYO 2022

APENDICE N° 1
DESCRIPCIÓN Y ALCANCE DEL SERVICIO

Este servicio contempla las actividades de monitoreo en campo (baterías, estaciones de tratamiento, estaciones de compresión, tanques de fiscalización, ductos y pozos del Lote I), análisis en campo, suministro de productos químicos, evaluación de los tratamientos aplicados y análisis de laboratorio.

Para la ejecución del servicio se deberán tener en cuenta los estándares, procedimientos e instructivos; entre otros relacionados al servicio.

1. INSTALACIONES

Las instalaciones ubicadas dentro del Lote I se detallan a continuación:

- BATERÍAS Y PIAS: Estaciones de Tratamiento, Tanques y/o Gun Barrel de baterías, bombas de dosificación química en general y plantas de inyección de agua salada (PIA).

- POZOS: Instalaciones internas y externas de pozos productores y pozos inyectores de agua, incluyendo líneas de flujo a manifolds de campo y baterías de producción.

- DUCTOS:

  - Oleoductos: Sistemas de transporte desde las baterías (incluye manifold de campo) hasta estaciones de tratamiento de crudo y tanques de fiscalización.

  - Gasoductos: Sistemas de transporte de gas desde las estaciones de compresión hasta Estaciones de tratamiento y Planta de Gas Pariñas.

  - Acueductos: Sistemas de transporte de agua de producción tratada desde las PIAS hasta los manifolds de Inyección.

En el Apéndice N° 12 se adjunta longitudes y diámetros de los oleoductos, gasoductos y acueductos existentes en el Lote I.

La producción actual del Lote I es 520 BOPD y 350 BWPD.

2. INFORMACION BASICA DEL AREA DE CALIDAD DE CRUDO Y AGUA

El área de calidad de crudo y agua comprende las baterías, estaciones de tratamiento, tanques de fiscalización, plantas de inyección de agua salada y pozos inyectores.

Instalación	LOTE I
Baterías	7
Estación de tratamiento	---
Estación de rebombeo	1
Tanque de fiscalización	1
Plantas de Inyección de Agua Salada	1
Pozos inyectores	3

Tabla N° 1: Resumen de instalaciones del área de Calidad de crudo y agua

El tanque fiscalización tiene una capacidad de 8,000 Barriles.

Sistema de extracción	Lote I
Bombeo mecánico	136
PL	12
GL	0
PCP/SF	0
Total	**148**

Tabla N° 2: Número de pozos por sistema de extracción

Número de pozos productores	Lote I
Con tratamiento	32
Sin tratamiento	116
Pozos nuevos	0
Total	**148**

Tabla N° 3: Número de pozos con y sin tratamiento

El tratamiento de los pozos es por batch. En el Apéndice N° 13, se adjunta el Programa Mensual de Tratamiento Químico del Lote I.

3. INFORMACIÓN BÁSICA DEL ÁREA DE DUCTOS

- Longitud total de oleoductos: 28,674 m
- Longitud total de gasoductos: 16,429 m
- Longitud total de acueductos: 1,667 m
- Número total de estaciones de compresión: 01

Los puntos para toma de muestra, actualmente disponibles, en oleoductos están ubicados en la salida de bomba. Para el caso de gasoductos se encuentran disponibles en los separadores.

4. REQUERIMIENTOS DEL SERVICIO

4.1. Especificaciones para el proceso de deshidratación del crudo

Tratamiento Químico	*Punto de Medición*	*Determinación*	*Valor objetivo*	*Estándar aplicable (1)*
Rompedor de emulsión	Despacho y medición Lote I - VENTA	- API - BSW - Contenido de sales (PTB)	≥ 31 ≤ 0.25 % ≤ 10	Contenido de agua en crudo: ASTM D-4007 ASTM 4377-93ª Salinidad del crudo: ASTM D-3230

Tabla N° 4: Especificaciones exigidas para la deshidratación de crudo

EL CONTRATISTA deberá realizar el tratamiento químico de las emulsiones de agua en crudo del Lote I.

Lote	Ubicación
Lote I	Tanque de fiscalización 1650 - 1671

Tabla N° 5: Instalaciones donde se realizarán las mediciones finales

EL CONTRATISTA deberá suministrar los reactivos IQPF para los análisis de BSW y PTB. Cabe señalar que, no se cuenta con torre desaladora.

4.2. Especificaciones para el proceso de tratamiento de agua de inyección

EL CONTRATISTA deberá realizar el tratamiento químico del agua de formación o de cualquier otra fuente tratada en las plantas de inyección de agua (PIA). Las especificaciones requeridas que LA CONTRATISTA deberá cumplir para considerar que el tratamiento químico cumple su objetivo en PIA y pozos inyectores se presentan en la siguiente tabla.

PARÁMETROS	**VALOR OBJETIVO**
	POZOS LOTE I
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	≤50 mg/L
Bacterias (BSR)	≤ 1000 bacteria/mL
O_2 disuelto	≤100 ppb
Hidrocarburos (petróleo en agua)	≤ 50 mg/L
Residual de biocida	Definido entre **PETROPERÚ** y **LA CONTRATISTA** de acuerdo a base de biocida a inyectar.
Residual de inhibidor de corrosión	A determinar en forma conjunta con **LA CONTRATISTA**
Residual de inhibidor de incrustaciones	A determinar en forma conjunta con **LA CONTRATISTA**
Velocidad de corrosión (cupones y LPR)	≤ 5 mpy o 85% de reducción de la concentración de hierro sin tratamiento.

Tabla N° 6: Especificaciones para el Tratamiento de Agua de Formación en PIA y Pozos Inyectores

4.3. Especificaciones para el tratamiento químico aplicado en pozos productores

Los tratamientos de pozos productores serán evaluados en forma específica para cada caso en particular y por tipo de tratamiento. Los parámetros de evaluación genéricos se presentan en la siguiente tabla.

PARÁMETROS	**VALOR OBJETIVO**
Velocidad de corrosión (cupones y ER)	≤ 5 mpy
Concentración de bacterias sulfato reductoras (BSR)	≤ 1000 bacteria/mL
Número de pozos a pulling por problemas químicamente influenciables que cuentan con tratamiento químico	1 por mes
Residual de inhibidor de corrosión	A determinar en forma conjunta con **LA CONTRATISTA**

Hierro total	85% de reducción de la concentración de hierro sin tratamiento
Residual de biocida	A determinar en forma conjunta con **LA CONTRATISTA**
Determinación de H_2S y/o sulfuros	Depende de cada pozo en particular
Punto de enturbiamiento	A definir en forma conjunta con **LA CONTRATISTA**

Tabla N° 7: Especificaciones para el Tratamiento Químico en Pozos Productores

4.4. Especificaciones para el Tratamiento Químico aplicado en ductos

En cada proceso se fijarán los parámetros de evaluación basándose en las posibilidades actuales de las instalaciones, pudiendo ser redefinidos si se obtienen mejoras en los procesos. El área de ductos comprende: oleoductos, gasoductos y acueductos.

A continuación, se indican, para cada tratamiento químico particular, las determinaciones mínimas aconsejadas, los valores objetivos a alcanzar y las técnicas de medición recomendadas. Ver Tablas siguientes.

PARÁMETROS	VALOR OBJETIVO
Velocidad de corrosión (cupones y ER)	≤ 5 mpy
Concentración de bacterias sulfato reductoras (BSR)	≤ 1000 bacteria/mL
Residual de inhibidor de corrosión	A determinar en forma conjunta con **LA CONTRATISTA**
Residual de biocida	A determinar en forma conjunta con **LA CONTRATISTA**

Tabla N° 8: Especificaciones para el Tratamiento Químico en Oleoductos

PARÁMETROS	VALOR OBJETIVO
Velocidad de corrosión (cupones, LPR, ER)	≤ 5 mpy
Concentración de bacterias sulfato reductoras (BSR)	≤ 1000 bacteria/mL
Residual de inhibidor de corrosión	A determinar en forma conjunta con **LA CONTRATISTA**
Residual de biocida	A determinar en forma conjunta con **LA CONTRATISTA**

Tabla N° 9: Especificaciones para el Tratamiento Químico en Gasoductos

PARÁMETROS	VALORES OBJETIVO
Velocidad de corrosión (cupones y LPR)	≤ 5 mpy
Concentración de bacterias sulfato reductoras (BSR)	≤ 100 bacteria/mL
Residual de inhibidor de corrosión	A determinar en forma conjunta con **EL CONTRATISTA**
Residual de biocida	A determinar en forma conjunta con **EL CONTRATISTA**
Residual de inhibidor de incrustación	A determinar en forma conjunta con **EL CONTRATISTA**

Tabla N° 10: Especificaciones para el Tratamiento Químico en Acueductos

4.5. Comunicaciones

EL CONTRATISTA deberá contar equipos de comunicación antiexplosivas y con una comunicación por internet (incluye cantidad de equipos necesaria) de manera que la comunicación entre PETROPERÚ y EL CONTRATISTA se realice de manera fluida y oportuna.

4.6. Requerimientos de Supervisión Especiales, de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

El proveedor deberá cumplir con permitir las auditorias en sus instalaciones de forma inopinada, como parte de los procesos de supervisión.

5. APORTES ESPECÍFICOS DEL PROVEEDOR

5.1. Equipos y Materiales de Trabajo

a) Sistema de Dosificación.

EL CONTRATISTA deberá asegurar el cumplimiento de las especificaciones mínimas del sistema de dosificación química descritas en el Apéndice N° 4.

En los casos en que la unidad móvil de aplicación de químicas presente problemas mecánicos y se interrumpan los trabajos de inyección química a pozos, EL CONTRATISTA deberá brindar una solución alternativa de contingencia en un plazo no mayor a 24 horas.

b) Equipos de Laboratorio.

EL CONTRATISTA no trabajará con materiales ni equipos en mal estado, que impliquen un riesgo a la seguridad y a la salud ocupacional durante su uso.

EL CONTRATISTA deberá preparar y cumplir un programa de control periódico de calibración y verificación de equipos (balanzas analíticas, medidores de pH, micropipetas, etc.). EL CONTRATISTA deberá hacer llegar copias de los certificados de calibración cuando PETROPERÚ requiera los servicios de análisis de fluido en el laboratorio de EL CONTRATISTA.

c) Equipos empleados en campo.

EL CONTRATISTA deberá contar con un número de camionetas suficiente y adecuado para la ejecución del servicio. Asimismo, deberá contar con todas las facilidades para la movilización de equipos y productos químicos dentro de las instalaciones del Lote I.

En el Apéndice N° 13, se adjunta el Programa Mensual de Tratamiento Químico del Lote I. Los análisis son puntuales y a requerimiento de la operación para verificar la efectividad del tratamiento.

5.2. Requisitos de Seguridad.

PETROPERÚ debe cumplir con los "Requisitos de Seguridad para el ingreso a las locaciones" y el cumplimiento del Protocolo COVID.

PETROPERU brindará una charla de inducción vía on-line al inicio del servicio.

En el caso de unidades móviles, EL CONTRATISTA deberá cumplir con la siguiente documentación:

- Documentos vigentes de la unidad (SOAT, revisión técnica).
- Documentos vigentes del conductor (Licencia de conducir).
- Unidad con stickers del logo de la empresa contratista.

6. ANÁLISIS DE LABORATORIO

EL CONTRATISTA realizará los análisis de laboratorio cuando PETROPERÚ lo requiera. Los reactivos empleados por EL CONTRATISTA para la realización de los análisis fisicoquímicos deberán contar con marca y registro de fábrica, fecha de fabricación y extinción o vencimiento.

EL CONTRATISTA deberá realizar los análisis de laboratorio de acuerdo con las normas y estándares listados en el Apéndice N° 2. De presentarse situaciones en las que se requiera proceder de manera diferente a los estándares establecidos para ensayos de laboratorio, EL CONTRATISTA deberá validar el nuevo procedimiento. La validación de los procedimientos deberá ser aprobada por PETROPERÚ.

PETROPERÚ podrá solicitar a EL CONTRATISTA de acuerdo con su potestad (en las visitas de fiscalización) verificar los datos consignados en la bitácora de control de análisis del laboratorio.

A continuación, se lista los análisis de laboratorio:

Control de emulsiones	- PTB. - BSW.
Control de corrosión	- Azufre en crudo - Sólidos en crudo - Hierro Total - Manganeso Total - Cloruros - CO2 disuelto - Conductividad - Resistividad - Potencial de hidrógeno (PH)

	- Cultivos de Bacterias Sulfato Reductoras (BSR). - H2S disuelto - SST - Oxigeno disuelto - H2S gas - CO2 gas - Instalación y evaluación de cupones
Control de parafina	- Gravedad API - Viscocidad cinemática - Pour point - Cloud Point - Instalación de testigo (control de parafina) - Análisis de Tendencia asfalténica en crudo - % Parafina
Control de incrustaciones	- Bario total - Sulfatos - Dureza total - Dureza Cálcica - Alcalinidad M - Alcalinidad P - TDS (Solidos Disueltos Totales) - Caracterización de sólidos - Temperatura - Spot ácido
Control de la Calidad del Agua de Inyección	- Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) - Análisis completo de agua (gases disueltos, sulfatos, bario; entre otros análisis físico-químico completo del agua de producción). -

Tabla N° 11: Parámetros mínimos de medición para el Programa de Monitoreo

Los procedimientos de laboratorio para la evaluación de los parámetros físico-químicos se deberán realizar con una metodología que cuente con ASTM.

7. DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS

Respecto al control de los productos químicos que se emplea para el tratamiento químico éste será sujeto de fiscalización en cualquier momento para lo cual se solicitará una muestra del producto químico de los contenedores y se trasladarán al laboratorio para determinación de residuales de producto en presencia del fiscalizador. En caso de controversia la muestra será enviada a un laboratorio externo para la verificación del porcentaje de principio activo. Los costos de los análisis deberán ser asumidos por EL CONTRATISTA.

<u>De los productos químicos para solucionar problemas por parafina:</u>

Para los casos de aplicación de productos químicos para resolver problemas por parafina, EL CONTRATISTA suministrará oportunamente el producto idóneo para su aplicación.

ASPECTOS TÉCNICOS:
Monitoreo en campo y trabajos especiales:

EL CONTRATISTA efectuará los trabajos de acuerdo a técnicas relacionadas con este servicio.

Para la instalación de cupones de corrosión, probetas de medición de resistencia eléctrica (ER) y probetas de medición de resistencia de polarización lineal (LPR), LA CONTRATISTA deberá coordinar con PETROPERÚ a fin de determinar y verificar el procedimiento establecido en el estándar de PETROPERÚ respectivo, para su

instalación.

Debido a su naturaleza, algunos de los análisis deben ser realizados in situ al momento de la toma de muestra. Para ello, LA CONTRATISTA deberá proveer de los reactivos, materiales, equipos y otros consumibles necesarios y en cantidad suficiente para el monitoreo y análisis en campo.

EL CONTRATISTA deberá emplear, en todo momento, los formatos físicos de monitoreo que corresponde a cada actividad para el registro de la información de campo.

PETROPERÚ podrá solicitar la realización de trabajos especiales de emergencia, los que serán coordinados y acordados con LA CONTRATISTA.

EL CONTRATISTA deberá ejecutar el trabajo manteniendo las instalaciones (baterías, estaciones de tratamiento, estaciones de compresión, tanques de fiscalización, pozos y ductos) limpias, ordenadas y libres de residuos en todo momento, de acuerdo con los procedimientos e instructivos de trabajo de PETROPERÚ.

Las cantidades descritas en las Condiciones Técnicas corresponden a promedios de consumo mensuales. En el Apéndice N° 14, se adjunta los consumos de mayo 2022.

8. DEL ABASTECIMIENTO Y CONTROL DE PRODUCTOS QUÍMICOS

El suministro, control de inventario (cantidades) y manejo de los productos químicos relacionados con este servicio serán responsabilidad exclusiva de EL CONTRATISTA.

EL CONTRATISTA deberá controlar los consumos de los productos químicos requeridos para los distintos tratamientos, verificando en los depósitos previstos para tal fin.

EL CONTRATISTA deberá proveer los materiales y equipos necesarios para cumplir con las indicaciones contenidas en las hojas de seguridad MSDS de sus productos químicos y la normatividad vigente para el manejo y almacenamiento de productos químicos en general. EL CONTRATISTA deberá considerar dentro de la operación el uso de bulk tanks.

PETROPERÚ se reserva el derecho de usar productos químicos que no sean comercializados por EL CONTRATISTA, sin obligación alguna con esta, siempre y cuando dichos productos demuestren un mejor rendimiento que los de EL CONTRATISTA (relación beneficio – costo) y sean basados en tecnologías con las que no cuenta EL CONTRATISTA. En este caso, EL CONTRATISTA deberá prestar el servicio técnico y dosificación asociada al producto.

9. DE LOS PROGRAMAS DE TRABAJO

i. Programas de Monitoreo:

   EL CONTRATISTA deberá cumplir con el Programa de Monitoreo en baterías, estaciones de tratamiento, estaciones de compresión, tanques de fiscalización, ductos y pozos.

ii. Programa de abastecimiento de productos químicos en baterías, estaciones de tratamiento y estaciones de compresión:

   EL CONTRATISTA deberá presentar el programa mensual de abastecimiento de productos químicos el cual deberá ser aprobado por PETROPERÚ. Cualquier

variación en el programa deberá ser acordada entre las partes y comunicado con la debida anterioridad.

Una vez aprobado el programa presentado PETROPERÚ se procederá a realizar el abastecimiento de los productos químicos programados.

iii. Programa de inyección química:

EL CONTRATISTA deberá cumplir con el Programa de Tratamiento Químico en Pozos Productores manteniendo inalterable la frecuencia y dosis de los productos químicos acordados con PETROPERÚ.

En caso las operaciones y condiciones de producción lo requieran PETROPERÚ solicitará a EL CONTRATISTA la inclusión de pozos al programa de tratamiento químico con el mismo costo de tratamiento.

Las observaciones o propuestas de mejora que considere conveniente EL CONTRATISTA respecto al móvil como a las locaciones de los pozos y a las actividades de inyección deberán ser anotadas en el reporte diario entregado al finalizar el día.

10. OTRAS OBLIGACIONES

EL CONTRATISTA deberá contar con una base operativa. Asimismo, con un laboratorio para análisis físico-químicos en una zona de Talara o cercana compatible con el uso indicado, esta instalación deberá ser externa a las instalaciones de PETROPERÚ. Dispondrá de todos los materiales necesarios para realizar los servicios y de un sistema de comunicación compatible con el de PETROPERÚ con equipos de campo a prueba de explosión, en número suficiente, para la comunicación con el personal que PETROPERÚ designe.

EL CONTRATISTA deberá efectuar la correcta aplicación de sus productos químicos y evaluar su eficiencia en las condiciones dinámicas de la operación.

EL CONTRATISTA deberá monitorear en forma continua los procesos que involucren tratamiento químico, y elaborará un plan de mejoras que pondrá en consideración de PETROPERÚ para su aprobación.

EL CONTRATISTA deberá evidenciar ante PETROPERÚ, procedimientos de aseguramiento de la calidad de la información proporcionada por el laboratorio mediante la presentación de registros.

EL CONTRATISTA deberá analizar los CTOQI (Costos Totales de Operación Químicamente Influenciables) en conjunto con PETROPERÚ. Estos serán presentados en el Informe Mensual de EL CONTRATISTA.

EL CONTRATISTA deberá efectuar los relevamientos necesarios para definir las condiciones iniciales de operación (Línea Base) y establecer el diagnóstico del sistema, basado en esto, preparará un Plan de Trabajo, con su correspondiente Cronograma (el cual deberá cumplir con los plazos previstos en las Condiciones Técnicas). La presentación del Plan de Trabajo deberá ser entregado para su revisión a PETROPERÚ. El plazo de entrega de dicho plan deberá ser coordinado entre EL CONTRATISTA y PETROPERÚ.

EL CONTRATISTA deberá retirar sus materiales, equipamientos, máquinas, vehículos y

herramientas, a expensas, después del término de los servicios o rescisión del contrato en el plazo fijado por PETROPERÚ. Cumplido el plazo, PETROPERÚ tendrá derecho a retirarlos como crea conveniente depositándolos en manos de terceros y debitando las respectivas despensas a EL CONTRATISTA.

En caso de que el tratamiento químico no sea efectivo para garantizar uno o varios de los parámetros establecidos, se deberán tomar las medidas correctivas de inmediato. En caso EL CONTRATISTA no cumpla con lo ofertado PETROPERÚ podrá solicitar el reemplazo del producto.

APÉNDICE N° 2
NORMAS APLICABLES A LOS MÉTODOS DE MEDICIÓN

PARÁMETRO	NORMA / MÉTODO DE MEDICIÓN
Hierro Total	APHA 3500 Fe B Procedimiento de determinación colorimétrica con fenantrolina.
Manganeso Total	EPA- Method 200.8 Rev. 5.4, 1994
API	ASTM D-287 / ASTM D-1298 Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method)
Cloruros	APHA 4500 Cl^- B. Cloruros método argentométrico
pH	APHA 4500 H^+ pH B Determinación de pH por método electrométrico
CO_2 disuelto en agua	APHA 4500 CO_2 C. Método de determinación de dióxido de carbono libre por titulación.
H_2S disuelto	APHA 4500 S^{2-} F. Sulfuro disuelto. Método iodométrico.
Sulfatos	APHA 4500 SO_4^{2-} Sulfato. Método turbidimétrico
Sólidos totales disueltos	APHA 2510 B. Conductividad. Método de Laboratorio
Sólidos Suspendidos Totales	NACE TM 0173 – 2005 “Methods for determining quality of subsurface injection water using membrane filters”
Sulfuros	APHA 4500 S_2- F. Método iodométrico
Bacterias sulfato reductoras	API RP 38 “Recommended Practice for biological analysis of waterflood injection waters”
Dureza total	APHA 2340 C. Dureza. Método de titulación con EDTA.
Dureza Cálcica	APHA 3500 Ca B. Calcio. Método de titulación con EDTA.
Alcalinidad	APHA 2320 B. Alcalinidad. Determinación por titulación.
Aceites y Grasas	APHA 5520 B. A&G. Método de partición gravimétrica líquido–líquido. SMEWW-APHA-AWWA-WEF Part 5520 B, 23rd Ed.
Salinidad del petróleo crudo.	ASTM D 3230 “Standard Test Method for Salts in crude Oil (Electrometric Method)”
Identificación de productos de corrosión	NACE TM 0173-92 “Collection and identification of corrosion products”
Oxígeno disuelto	ASTM D 5543-09, Low Level Dissolved Oxygen in Water, Test Method A.
BSW	ASTM D4007 “Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)” ASTM 4377-93a “Standard Test Method for water in crude oils by Potentiometric Karl Fischer Titration”
CO_2 en gas	Método de campo con ampollas y bomba de vacío tipo Sensidyne Carbon Dioxide Tube 126SA o similar
H_2S en gas.	Método de campo con ampollas y bomba de vacío tipo Sensidyne Hydrogen Sulfide Tube 120 SD
Velocidad de corrosión	NACE RP 0775 “Preparation and Installation of corrosion coupons and interpretation of test data in Oilfield operations
Tasa de incrustación	Con cupones perforados, instalados ídem anterior
Residual de inhibidor corrosión	Método acordado con LA CONTRATISTA conforme a la naturaleza de su producto.
Residual de biocida	Método acordado con LA CONTRATISTA conforme a la naturaleza de su producto.
Residual de inhibidor de incrustaciones	Método acordado con LA CONTRATISTA conforme a la naturaleza de su producto.
Residual de secuestrante de oxígeno	Método acordado con LA CONTRATISTA conforme a la naturaleza de su producto.
Punto de fluidez	ASTM D 5853 “Standard Test Method for Pour Point of Crude Oils”
Punto de enturbiamiento	ASTM D2500-17a “Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products and Liquid Fuels”

Viscosidad	ASTM D 445 “Kinematic viscosity of transparent and opaque liquids”
Azufre	ASTM D-4294 “Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy-dispersive X-ray fluorescence Spectrometry ASTM D-2622 / ASTM D-7220
Resistividad	SMEWW-APHA-AWWA-WEF Part 2510 B, 23rd Ed.
Conductividad	SMEWW-APHA-AWWA-WEF Part 2510 B, 23rd Ed.
Temperatura	SMEWW-APHA-AWWA-WEF Part 2550 B, 23rd Ed.
TDS	SMEWW-APHA-AWWA-WEF Part 2540 C, 23rd Ed.

APENDICE N° 3
CONDICIONES MÍNIMAS QUE DEBE CONTAR EL ALMACEN DE PRODUCTOS QUÍMICOS

El almacén de productos químicos deberá contar como mínimo de los siguientes ítems listados a continuación:

- Kit de contención en caso de derrames conteniendo como mínimo: Material adsorbente en cantidad suficiente (de acuerdo con la capacidad de almacenamiento), cinta, estacas y sacos vacíos o bolsas de plástico.
- Extintores con certificación UL en número de acuerdo con la cantidad de productos químicos almacenados.
- Rótulos de identificación de productos químicos.
- Bomba de trasvase para productos químicos solubles en agua.
- Bomba de trasvase para productos químicos solubles en hidrocarburo.
- Caja o baúl para guardar herramientas y otros.
- Lavaojos.
- Botiquín de primeros auxilios.
- Archivador con las fichas de seguridad (MSDS) de productos químicos.
- Tabla de compatibilidad de productos químicos.
- IPER “Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos”.
- Mapa de riesgos.
- Deberá disponer de iluminación natural o artificial suficiente y estar bajo sombra.
- Deberá estar adecuadamente ventilado para extraer el aire viciado o contaminado.
- El área de almacenamiento de productos químicos deberá contar con fácil acceso a los mismos, retirando cualquier objeto que pueda obstaculizar su acceso, sobre todo en casos de emergencia.

APENDICE N° 4
ESPECIFICACIONES UNIDAD MOVIL DE DOSIFICACIÓN DE QUIMICA A POZOS

A.3.1. Requisitos Generales.

La unidad en mención es para el servicio de inyección química a pozos productores con problemas de corrosión, bacterias, incrustación, parafina o ensuciamiento. La unidad debe estar en estado mecánico tal que permita un servicio rutinario regular; además debe cumplir con las siguientes regulaciones:

- Tener las características requeridas para el transporte del personal operador.
- Contar con todas las herramientas a utilizar en las tareas de dosificación.
- Contar con un recipiente adecuado para la dosificación del producto
- Cumplir con todas las condiciones de seguridad requeridas.
- Contar con sistema de comunicaciones antiexplosivo.

La dosificación de los productos químicos a los pozos deberá realizarse bajo un sistema seguro y libre de contaminación externa. De preferencia debe emplearse el fluido del mismo pozo como medio de transporte del químico por el espacio anular. Todas las conexiones empleadas en el sistema de dosificación deben asegurar que no existan fugas de producto químico en los trabajos relacionados de dosificación química a pozos.

EL CONTRATISTA deberá proveer un sistema de presión de descarga que permita vencer la presión existente en cada pozo a tratar.

Las instalaciones cuentan con bombas de inyección de química (propiedad de Petroperú) con sus respectivos recipientes (bulk tanks), los cuales deberán ser rellenados por la empresa contratista, quien suministrará productos químicos. La frecuencia será interdiaria.

A.3.2. Equipos Utilizados en las Tareas de Dosificación.

El sistema debe estar equipado con:

- Recipientes de productos químicos bajo sistema de contención para evitar derrames
- Mangueras de Alta Presión para la dosificación a pozos.
- Manómetro de 500 psi.
- Manómetro de 2,000 psi.
- Extintor.

A.3.3. Personal mínimo necesario.

Dos (02) personas con dos (02) años de experiencia en labores de producción y tratamiento químico.

A.3.4. Implementos de Seguridad Personal.

El uso de implementos de seguridad personal será de acuerdo con lo establecido en las hojas de seguridad o MSDS de los productos químicos a manipular y almacenar.

Los implementos de protección personal deben ser reemplazados periódicamente de acuerdo con el estado.

APENDICE N° 5
REPORTE MENSUAL SERVICIO DE TRATAMIENTO QUÍMICO

1. OBJETIVO:

Informar y detallar los indicadores contractuales (calidad y servicio); costos involucrados y eventos principales relacionados con el Servicio de Tratamiento Químico.

2. DESARROLLO:

a) INDICADORES DE TRATAMIENTO QUÍMICO DE CALIDAD DE CRUDO Y AGUA.

- BSW en % en el petróleo de venta; valor máximo, mínimo y promedio.
- PTB (libras de sales por bbl en entregas de Petróleo) en tanque de venta, valores máximos, mínimos y promedio.
- Azufre en petróleo de venta.
- BSW en % y PTB (libras de sales por bbl en entregas de petróleo) en el petróleo a la salida de tratamiento aplicado (Estación de rebombeo - Lote I).
- Sólidos filtrables en petróleo de venta.
- Petróleo en agua de inyección, sólidos suspendidos totales y oxígeno disuelto a la salida de PIAS y pozos inyectores del área de influencia.
- Concentración de bacterias reductoras de sulfato en PIAS.
- Mapeo / Concentración de bacterias reductoras de sulfato en pozos inyectores.

b) INDICADORES DE TRATAMIENTO QUÍMICO EN DUCTOS.

- Cantidad de fallas por corrosión en ductos (oleoductos, gasoductos y acueductos).
- Bacterias reductoras de sulfato y sólidos suspendidos totales en oleoductos.
- Medición de velocidad de corrosión en mpy después del punto de dosificación de productos químicos en ductos.
- Medición de hierro antes y después del punto de dosificación de productos químicos.
- Bacterias heterótrofas en gasoductos.
- Bacterias reductoras de sulfato y sólidos suspendidos totales en acueductos.
- Análisis completo de ductos sin tratamiento (incluye medición de velocidad de corrosión en mpy).
  - Análisis completo de oleoductos sin tratamiento.
  - Análisis completo de gasoductos sin tratamiento.
- Frecuencia de limpieza de ductos.

c) INDICADORES DE TRATAMIENTO QUÍMICO EN POZOS PRODUCTORES.

- Número de pozos a pulling por problemas de corrosión, carbonato y parafina con tratamiento químico versus pozos a pulling por problemas de corrosión, incrustación y parafina sin tratamiento químico.
- Número total de pozos a pulling por problemas químicamente influenciables con tratamiento químico versus toral de pozos a pulling por problemas de corrosión, incrustación y parafina sin tratamiento químico.
- Número total de pozos a pulling por problemas químicamente influenciables mensuales versus total de pozos a pulling del mes.
- Número de pozos a pulling por corrosión, carbonato y parafina por baterías con y sin tratamiento químico. Mostrar identificación de dichos pozos.
- Mapeo / Medición de la concentración de bacterias reductoras de sulfato de pozos en tratamiento.

- Mapeo / Medición de la concentración de bacterias reductoras de sulfato de pozos sin tratamiento.
- Número de pozos reiterativos por temas químicamente influenciables (**). Mostrar identificación de dichos pozos.

Nota:
(**) Pozo que presenta más de dos pullings al año por problemas químicamente influenciables.
(***) Pozo con una antigüedad de un año desde su inicio de operación.

d) CONSUMO DE PRODUCTOS QUÍMICOS.

- Consumo de productos químicos para el control de calidad de crudo y agua:
  - Rompedor de emulsión, biocida y clarificadores.
  - Consumo de rompedor de emulsión.
  - Consumo de biocida en Tanques de fiscalización.
  - Consumo de clarificadores en PIAS.
- Consumo de productos químicos en ductos:
  - Consumo de inhibidor de corrosión y biocida en oleoductos.
  - Consumo de inhibidor de corrosión y biocida en gasoductos.
  - Consumo de biocida, inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustación y secuestrante de oxígeno en acueductos.
- Consumo de productos químicos en pozos productores: biocida, productos para parafina, inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustación y removedor de sólidos.

e) ANÁLISIS DE LABORATORIO REALIZADOS.

- Número de análisis contractuales vs número de análisis realizados para control de calidad de crudo y agua:
  - Número total de análisis contractuales para control de calidad de crudo vs número de análisis realizados.
  - Número total de análisis contractuales para control de calidad de crudo (por parámetro) vs número de análisis realizados.
  - Número total de análisis contractuales para control de calidad de agua en PIAS vs número de análisis realizados.
  - Número total de análisis contractuales para control de calidad de agua en PIAS y pozos inyectores (por parámetro) vs número de análisis realizados.
- Número de análisis contractuales vs número de análisis realizados en ductos:
  - Número total de análisis contractuales vs número de análisis realizados en oleoductos.
  - Número de análisis contractuales vs número de análisis realizados (por parámetro) en oleoductos.
  - Número total de análisis contractuales vs número de análisis realizados en gasoductos.
  - Número de análisis contractuales vs número de análisis realizados (por parámetro) en gasoductos.
  - Número total de análisis contractuales vs número de análisis realizados en acueductos.
  - Número de análisis contractuales vs número de análisis realizados (por parámetro) en acueductos.
- Número de análisis contractuales vs número de análisis realizados en pozos productores:
  - Número de análisis contractuales vs número de análisis realizados.
  - Número de análisis contractuales vs número de análisis realizados

(por parámetro y sistema de levantamiento artificial).

- Número de análisis contractuales totales en pozos vs número de análisis realizados totales.
- Número de análisis contractuales totales en pozos vs número de análisis realizados totales (por parámetro).
- Número de análisis totales realizados versus número total de análisis rechazados (por área y por parámetro).

f) COSTOS MENSUALES DE TRATAMIENTO QUÍMICO

- Costo Total de tratamiento químico / barril de agua inyectado en PIAS.
- Costo de tratamiento químico / barril de agua inyectado en PIAS.
- Costo de tratamiento químico (rompedor de emulsión y biocida) / barril de petróleo producido
  - Costo de tratamiento químico / barril de petróleo tratado.
  - Costo de tratamiento químico aplicado en baterías.
  - Costo de tratamiento químico con biocida / barril de petróleo tratado.
- Costo de tratamiento químico en pozos productores con inhibidor de corrosión/ Nº de pozos tratados con inhibidor de corrosión.
- Costo de tratamiento químico en pozos productores con inhibidor de incrustación/ Número de pozos tratados con inhibidor de incrustación.
- Costo de tratamiento químico en pozos productores con biocida / Número de pozos tratados con biocida.
- Costo de tratamiento químico en pozos con inhibidor de corrosión y biocida / Número de pozos tratados con inhibidor de corrosión y biocida.
- Costo de tratamiento químico en pozos productores con tratamiento de parafina / Número de pozos tratados con productos para parafinas.
- Costo de tratamiento químico en pozos con producto de limpieza de sólidos / Número de pozos tratados con surfactante.
- Costo de tratamiento químico por oleoducto con inhibidor de corrosión.
- Costo de tratamiento químico por oleoducto con biocida.
- Costo de tratamiento químico por oleoducto.
- Costo de tratamiento químico por gasoducto con inhibidor de corrosión.
- Costo de tratamiento químico por gasoducto con biocida.
- Costo de tratamiento químico por gasoducto.
- Costo de tratamiento químico por acueducto con inhibidor de corrosión.
- Costo de tratamiento químico por acueducto con biocida.
- Costo de tratamiento químico por acueducto.

g) REPORTE DE AUDITORIAS COMPORTAMENTALES, INCIDENTES Y NO CONFORMIDADES

- Estadística de registro de acciones correctivas, incidentes y accidentes.
- Medidas a tomar para gestión de anomalías.

APENDICE N° 6
PROPUESTA ECONÓMICA

Item	Descripción del Servicio	Cantidad Mensual (Dias)	Precio Unitario (US$)	Monto (16 meses)
1	Servicio Mensual de Control de Tratamiento Químico de Petróleo y Agua de Producción Lote I. Incluye: Personal, análisis de campo y emisión de reportes e informes con recomendaciones claras para la optimización del tratamiento.	15.00		A

Item		Descripción	Unidad de Medida	Cantidad Mensual	Precio Unitario (US$)	Monto total (16 meses)
2		Biocida	GL	250		b
3		Demulsificante	GL	130		c
4		Solvente de Parafina	GL	350		d
5		Inhibidor de Corrosión (Petroleo y Gas)	GL	100		e
6		Inhibidor de Incrustación	GL	50		f
7		Clarificador	GL	30		g
8		Secuestrante de Oxigeno	GL	30		h
9		Removedor de Sólidos (Surfactante)	GL	15		i
10		Análisis de Laboratorio				
-	10.01	Gravedad API	EA	4		j
-	10.02	BSW en campo	EA	8		k
-	10.03	BSW en laboratorio	EA	40		l
-	10.04	PTB	EA	4		m
-	10.05	Viscosidad Cinemática	EA	2		n
-	10.06	Azufre en crudo	EA	2		o
-	10.07	Pour point	EA	10		p
-	10.08	Sólidos en crudo	EA	10		q
-	10.09	Cloud Point	EA	10		r
-	10.10	Bario total	EA	1		s
-	10.11	Hierro Total	EA	22		t
-	10.12	Manganeso Total	EA	20		u
-	10.13	Sulfatos	EA	1		v
-	10.14	Cloruros	EA	22		w
-	10.15	Dureza Total	EA	19		x
-	10.16	Dureza Calcica	EA	19		y
-	10.17	Alcalinidad M	EA	1		z
-	10.18	Alcalinidad P	EA	1		aa
-	10.19	CO2 disuelto	EA	17		ab
-	10.20	Conductividad	EA	1		ac
-	10.21	Resistividad	EA	1		ad
-	10.22	TDS (Solidos Disueltos Totales)	EA	1		ae
-	10.23	pH	EA	37		af
-	10.24	BSR	EA	32		ag
-	10.25	H2S disuelto	EA	17		ah
-	10.26	SST	EA	3		ai
-	10.27	Oxigeno disuelto	EA	17		aj
-	10.28	H2S gas	EA	4		ak
-	10.29	CO2 gas	EA	4		al
-	10.30	Instalación y Evaluación de Cupones	EA	10		am
-	10.31	Instalación de testigo (control de parafina)	EA	5		an
-	10.32	Caracterización de sólidos	EA	2		ao
-	10.33	Análisis de Tendencia asfalténica en crudo	EA	1		ap
-	10.34	Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH)	EA	3		aq
-	10.35	% Parafina	EA	10		ar
-	10.36	Temperatura	EA	37		as
-	10.37	Spot ácido (30 bls al 5% de HCL) Incluye: Bomba para aplicación y recipiente para tratamiento.	EA	0.5		at
-	10.38	Análisis completo de agua	EA	2		au
					SUBTOTAL	**A + B**

IGV	(A + B) x 0.18
TOTAL (USD)	**(A + B) x 1.18**

B = b+c+d+e+f+g+h+i+j+k+l+m+n+o+p+q+r+s+t+u+v+w+x+y+z+aa+ab+ac+ad+ae+af+ag+ah+ai+aj+ak+al+am+an+ao+ap+aq+ar+as+at+au

Condiciones

1. Los precios deberán estar expresados en dólares y con un máximo de dos decimales.
2. EL CONTRATISTA deberá considerar todas facilidades, así como equipos, materiales, insumos para la correcta ejecución del servicio.
3. Las tarifas deben contemplar EPP's, Seguros, SCTR, herramientas de trabajo, examen médico, vacunas.
4. Las tarifas y cantidades estimadas deben contemplar todo tipo de contingencia durante la ejecución de los trabajos.

Forma de pago

1. La valorización es mensual.
2. El pago de realizará a los 60 días de presentada la factura.
3. La valorización se realizará de acuerdo con lo mencionado el punto 14, Facturación y forma de pago.

APÉNDICE N° 7
RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACREDITEN LA EXPERIENCIA DEL POSTOR EN LA ACTIVIDAD

N° DE SERVICIO EJECUTADO	DESCRIPCIÓN	TIPO DE DOCUMENTO	NÚMERO DE DOCUMENTO	TIPO DE MONEDA	MONTO INCLUIDO IGV	FECHA DEL DOCUMENTO
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
				TOTAL (S/.)		

APÉNDICE N° 8
DOCUMENTACIÓN MÉDICA Y DE SEGURIDAD DE LOS TRABAJADORES

Para el ingreso al LOTE I se debe considerar lo siguiente:

CURSOS
Inscribirse, participar y aprobar los cursos que se dictan en modalidad virtual y no involucran pago por cuenta de EL CONTRATISTA.
• Inducción: (Todos los lunes) https://us02web.zoom.us/meeting/register/tZwkcOCqrj0rEtJuoFddqWobvwS8sSnQs3Wr
• IPERC y ATS https://us02web.zoom.us/meeting/register/tZAtc-iurj4tHtU0JoZn22ksYGmRH5E1nPgs
• Permiso de trabajo https://us02web.zoom.us/meeting/register/tZUof-urrzgpGN0r223dohQ2Na7piczzMKRI *Los curso de IPERC y PT se dictan los miércoles de forma alterna, es decir un miércoles IPERC y el otro PT.
DOCUMENTOS PARA LA AUTORIZACION MEDICA
• Todo el personal debe contar con EMO actualizados. • Examen médico ocupacional - solo hoja de resultados donde indique que esta apto (antigüedad menor a 1 año) emitidos por centros acreditados por el MINSA. • El CONTRATISTA debe canalizar el examen médico ocupacional en los establecimientos de salud autorizados por el Ministerio de Salud como centros médicos ocupacionales. http://www.digesa.minsa.gob.pe/DSO/Certificado-de-Acreditacion-en-Servicios-de-SO.asp Para trabajos en altura mayor a 1.8 m debe pasar por exámenes médicos complementarios y adjuntar los resultados.
• Carné de vacunas (tétano, hepatitis B, fiebre amarilla, influenza) vigentes. El personal debe encontrarse inmunizado o en proceso de inmunización. • No está permitido el ingreso de personal mayor de 65 años.
• Declaración jurada de salud (registro SIG-RE-106).
• Declaración jurada de salud para COVID 19 para contratista Electrónica Usar link https://permisos.petroperu.com.pe/Aplicativos/permiso/index.php. Esta declaración la presentará al ingreso de las instalaciones de manera impresa o digital.
• Resultados de Prueba rápida o Antígeno (que serán dos: el primero: previo al mismo día de inicio del aislamiento controlado que será contado como día cero y post aislamiento, el ultimo debe ser realizada máximo con 72 horas antes a la fecha de ingreso que deberá ser posterior al 8vo día de aislamiento como está indicado en los lineamientos y Plan de Vigilancia COVID, el cual es de conocimiento de todo el personal de Petroperú). En caso de tener resultado positivo, remitirán el alta epidemiológica emitida por el especialista o médico ocupacional de la empresa contratista después de haber cumplido su aislamiento conforme indica la normativa vigente (14 días).
• En caso de alta epidemiológica, deberán presentar resultado de una Prueba Molecular (o Antígeno en lugares que no existan prueba molecular) negativa post

	aislamiento de 4 días y con 5 días máximo de antigüedad a la fecha de ingreso y presentar su constancia de aislamiento.
•	FICHA RESUMEN DIGITAL DE EVALUACIÓN COVID-19 PARA CONTRATISTAS (Anexo 4 del Plan para la Vigilancia, Prevención y Control de la COVID-19 en PETROPERÚ, página 111), firmada por el representante legal y el médico ocupacional.
•	Constancia de Aislamiento controlado realizado según nuestro lineamientos y procedimientos (no domiciliario) cumplido por el trabajador que debe ser firmado y sellado por el médico ocupacional de la contratista o área ocupacional de la empresa y el representante legal de la empresa, especificar las fechas, lugar de aislamiento y resultados con fechas.
•	Esquemas de Cuarentena o aislamiento controlado que puede ser 3 días u 8 días

Esquema de aislamiento de 3 días y no puede ser domiciliario:	Día 1: Prueba Molecular + Internamiento Hotel - Día 1 - Día 3: Días de aislamiento - Día 3: Prueba de Antígeno. Con resultados negativos de ambas pruebas (molecular y de antígeno) esperar aislados

PETROPERU	REGISTRO	Código: SIG-RE-106
	DECLARACION JURADA DE SALUD	Revisión: 00 Fecha: 24/06/2015

DECLARACIÓN JURADA DE SALUD

Las personas que visitan las instalaciones de Operaciones Oleoducto – PETROPERU S.A deben saber que en dichos lugares hay ciertas limitaciones de acceso a centros hospitalarios, por lo que requerimos que estén en buen estado de salud física y mental a fin de evitar cualquier inconveniente.

Debe tenerse en cuenta el buen estado de salud, por cuanto los visitantes pueden introducir enfermedades infecto contagiosas que pueden afectar a los trabajadores y a la población local, y portar enfermedades crónicas o agudas descompensadas. Por tanto le solicitamos se abstenga de viajar si presentan dichas patologías.

Si usted toma algún medicamento en forma regular, asegúrese de llevarlo consigo en cantidad suficiente para su tratamiento.

Sírvase contestar el cuestionario adjunto. Si tuviera alguna duda, contáctese con el médico supervisor de Servicios Médicos de Operaciones Oleoducto – PETROPERU S.A llamando al teléfono 073-284100 anexos 40170 ó 40172.

DECLARACIÓN:

Padece o ha padecido de alguna de las enfermedades o dolencias descritas a continuación	SI	NO
a) Anemia, leucemia, trastornos de coagulación		
b) Infartos de miocardio, arritmias, dolor de pecho, presión arterial alta		
c) Aneurisma, convulsiones, desmayos, parálisis, epilepsia		
d) Asma, bronquitis, tuberculosis, neumonía		
e) Alteraciones musculares, articulaciones o de los huesos		
f) Cálculos renales, insuficiencia renal		
g) Hemorragia digestiva, cálculos vesiculares		
h) Enfermedad mental o nerviosa, adicción a drogas o alcoholismo, cefaleas		
i) Diabetes mellitus descompensada y/o usa insulina		
j) Se encuantra en proceso de gestación		
k) Tiene fobia a volar		
l) Ha sufrido de alguna infección en los últimos 30 días		
m) Enfermedades crónicas y/o severas en los ojos (catarata, glaucoma, ceguera)		
n) Ha recibido medicamentos immunosupresores, antineoplásicoso o psiquiátricos Si la respuesta es SI, señalar		
o) Sufre de alguna alergia (Medicamentos, alimentos, etc) Indicar		
p) Indicar su Grupo Sanguíneo		
q) Tiene su índice de masa corporal [IMC=Peso / (Tâlla)] mayor a 35		

Declaro estar de acuerdo con las condiciones establecidas por Operaciones Oleoducto – PETROPERU S.A en el presente documento, y no encontrarme afectado por ninguno de los supuestos que de acuerdo a las mismas impediría que viaje. Asimismo, declaro que estoy en buen estado de salud y que no tengo contraindicación médica para viajar por vía terrestre y/o aérea.

Eximo de responsabilidad a la empresa de Operaciones Oleoducto – PETROPERU S.A por cualquier daño o lesión que se pueda generar a mi salud como consecuencia del indicado viaje, o por omisión de información sobre mi estado de salud.

Declaro sujetarme a lo que disponga Operaciones Oleoducto – PETROPERU S.A respecto a la posibilidad o no de viajar, atendiendo a mi estado de salud y lo declarado en el presente documento.

Apellidos _____ Nombres _____

Lugar de Trabajo (Estación) _____ Compañía _____

D.N.I. _____ Fecha ____/____/____

_____

FIRMA DEL INTERESADO

Prohibido reproducir sin autorización de Petroleos del Perú - PETROPERÚ S.A.

LOGO DE LA EMPRESA	CERTIFICADO DE APTITUD COVID-19	CODIGO	PETROPERU
	PETRÓLEOS DEL PERÚD - PETROPERU S.A.	CORRELATIVO / DNI / CE	

CONTRATISTA _____ **SUB CONTRATISTA** _____

A través del presente documento se CERTIFICA que el Sr. (a)

APELLIDOS Y NOMBRES

DNI/ C.E.	EDAD	FECHA DE NACIMIENTO	GENERO	LUGAR DE TRABAJO
			M: _____ F: _____	

AREA DE TRABAJO _____ **CELULAR** _____

DIRECCION _____

I. Evaluación médica

		SI	NO
1	El trabajador pasó entrevista médica		
2	Apreciación clínica del Profesional de la Salud (médico ocupacional)		

		SI	NO
3	Requiere evaluación médica adicional		

II. Conclusión

Apto (luego de resultado laboratorio y/o clínico)	
No Apto (luego de resultado laboratorio y/o clínico)	

En caso, el trabajador deba iniciar aislamiento indicar:	
Fecha de Inicio:	
Fecha de Fin:	

III. Recomendaciones

1.- Mantener distanciamiento de al menos 1.5 metros de distancia en relación a otras personas.
2.- Uso permanente de respirador buconasal durante el horario laboral.
3.- No acudir a laborar en caso de presentar sintomas como fiebre, malestar general, tos, dificultad respiratoria e informar a su jefe o supervisor inmediato y al área médica de su empresa.
4.- Lavado frecuente de manos como mínimo de 20 segundos, con agua y jabón, o con una solución de base alcohólica.

Fecha: _____ **Firma** _____
Médico Ocupacional (CMP)

Figura N° 2. Certificado de Aptitud COVID-19 (versión impresa).

ANEXO 04 - FICHA RESUMEN DIGITAL DE EVALUACIÓN COVID-19 PARA CONTRATISTAS

FICHA RESUMEN DIGITAL DE EVALUACIÓN COVID-19 PARA CONTRATISTAS

N°	APELLIDO PATERNO	APELLIDO MATERNO	NOMBRES	EDAD	DNI	GRUPO DE RIESGO (SI o NO)	PUESTO DE TRABAJO	NIVEL DE RIESGO DE EXPOSICIÓN	FICHA EPIDEMIOLÓGICA (SI o NO)	PRUEBA DE DESCARTE COVID-19 (SI o NO)	CUARENTENA CONTROLADA (*) (SI o NO)	APTITUD (**)

(*) Sólo en caso de ingreso al ONP

(**) Indicar si está APTO para realizar labor presencial en el contexto del COVID-19

FIRMA Y SELLO DEL MÉDICO OCUPACIONAL
NOMBRE
DNI

FIRMA Y SELLO DEL REPRESENTANTE LEGAL
NOMBRE
DNI

Elaborado	Revisión 1	Revisión 2	Aprobado

ESTE DOCUMENTO HA SIDO PREPARADO PARA USO EXCLUSIVO DE PETROPERÚ S.A.
No debe ser reproducido sin autorización expresa de PETROPERÚ S.A.

Fecha:

COPIA NO CONTROLADA

APÉNDICE N° 9
DECLARACIÓN JURADA DE CUMPLIMIENTO DEL ALCANCE DEL SERVICIO

Lima, …..de de 2022

Señores
Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. Presente. -

Referencia: SERVICIO DE TRATAMIENTO QUIMICO EN EL LOTE I

Mediante la presente, nuestra empresa se compromete a cumplir cabalmente con lo establecido en las Condiciones Técnicas para prestar el SERVICIO DE TRATAMIENTO QUIMICO EN EL LOTE I.

Firma
Nombre Representante Legal
Nombre de la Empresa

APENDICE N° 10
POLITICA DE PREVENCION DE LAVODO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO, DE DELITOS DE CORRUPCION Y DE SOBORNO

Petroperú

POLÍTICA DE PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS Y DE FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO, DE DELITOS DE CORRUPCIÓN Y DE GESTIÓN ANTISOBORNO

El Directorio de Petróleos del Perú (en adelante PETROPERÚ S.A.) dedicada a la refinación, distribución y comercialización de combustibles y productos derivados de los hidrocarburos, expresa su rechazo a todo acto o intento de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo; de Corrupción, bajo las formas de Cohecho Activo Genérico, Específico y Transnacional, Tráfico de Influencias, Colusión Simple y Agravada y otros; así como prohíbe todo acto o intento de Soborno; por parte de sus funcionarios, trabajadores y/o clientes, proveedores, socios o terceros relacionados; estando comprometido a que la Empresa cumpla las leyes de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo; de lucha contra la Corrupción y Antisoborno tales como la Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de los Estados Unidos de 1977 (FCPA); así como los requisitos del Sistema de Gestión Antisoborno; manteniendo y cautelando la mejora continua del Sistema de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo en su calidad de Sujeto Obligado, conforme a la Ley 27693 y su Reglamento; del Sistema de Prevención de Delitos de Corrupción bajo los alcances de la Ley No. 30424 y normas modificatorias y reglamentarias; así como del Sistema de Gestión Antisoborno conforme a la Norma ISO 37001:2016; así como cualquier otra normativa que resulta aplicable.

En dicho marco, PETROPERÚ declara que no iniciará relaciones contractuales, laborales ni comerciales, con personas naturales o jurídicas, si éstas o algunos de sus Socios (con la titularidad del 10% o más de acciones o participaciones), Directores o Gerentes; han sido: i) Condenados, mediante sentencia firme, por delito de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo, delitos precedentes como Narcotráfico, Delitos Tributarios o Aduaneros, Minería Ilegal, Corrupción u otros que genere ganancias ilegales; Cohecho Activo Genérico, Específico y Transnacional, Tráfico de Influencias, Colusión Simple y Agravada, Soborno; en el ámbito nacional o internacional, durante el tiempo que dure la pena impuesta en la sentencia; y/o hubieran aceptado haber cometido tales delitos en dichos ámbitos, durante el lapso de 15 años desde la aceptación, salvo disposición legal en contrario; o, ii) Comprendidos en la Lista OFAC (Oficina de Control de Activos Extranjeros del departamento de Tesoro de los Estados Unidos de América), Lista de Terroristas del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, Lista relacionadas con el Financiamiento de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva emitida por el Consejo de Seguridad de la ONU; o, iii) Han presentado documentación falsa u omisiones en Declaración Jurada entregada a la Empresa, según lo previsto en el Código Penal Peruano, por el lapso de 6 años desde que se produjo el hecho.

El Directorio ha encargado al Oficial de Cumplimiento, para que juntamente con el ente colegiado; ejerza la supervisión de la implementación y el mantenimiento de los referidos Sistemas de Prevención y/o Gestión; debiendo velar porque goce de autoridad, autonomía e independencia para el ejercicio de sus funciones; reportándole el Oficial, de cualquier actuación, conducta, información o evidencia que pueda vulnerar la presente Política.

La Empresa promueve y garantiza la implementación y funcionamiento del Procedimiento de Planteamiento de Inquietudes (denominado *"Línea de Integridad"*), mediante consultas o denuncias de buena fe ante hechos o conductas sospechosas; garantizando la confidencialidad de estas, así como la protección ante cualquier tipo de represalias al denunciante.

Los trabajadores y/o terceros o partes interesadas que incumplan cualquiera de las disposiciones de esta Política serán sujetos, previa investigación, a las medidas administrativas, civiles, penales y/o acciones contractuales correspondientes.

Acuerdo de Directorio No. 031-2021-PP de fecha 18.03.2021.
LA EMPRESA.

APÉNDICE N° 11
DECLARACIÓN JURADA SOBRE COMPROMISO DE TOLERANCIA CERO AL ACOSO U HOSTIGAMIENTO SEXUAL Y AL ESTRICTO CUMPLIMIENTO DE LA LEY N° 29742

Lima, …. de ..... de 2022

Señores
Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.
Presente. -

Referencia: SERVICIO TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL LOTE I

…… con R.U.C. N° ……..……., con domicilio legal en ……, teléfono ……., e-mail ……., debidamente representada por ……, con D.N.I N° ……, declaramos bajo juramento lo siguiente:
«Nos comprometemos a mantener el estricto cumplimiento de la Ley N° 29742 “Ley de Prevención y Sanción del Hostigamiento Sexual”».

Cumpliremos plenamente con la Política de PETROPERÚ que practica y promueve el ejercicio de TOLERANCIA CERO AL ACOSO U HOSTIGAMIENTO SEXUAL en cualesquiera de sus formas, con la finalidad de garantizar un ambiente libre de acoso, hostigamiento, discriminación y violencia.

Firma
Nombre Representante Legal
Nombre de la Empresa

APÉNDICE N° 12
INFORMACIÓN DE DUCTOS EXISTENTES EN EL LOTE I

APÉNDICE N° 13
PROGRAMA MENSUAL DE TRATAMIENTO QUÍMICO EN EL LOTE I

APÉNDICE N° 14
CONSUMO DE PRODUCTOS QUÍMICOS EN EL LOTE I – MAYO 2022

HISA | HIDROQUÍMICA INDUSTRIAL S.A.

PROPUESTA ECONÓMICA

Lima, 08 de julio de 2,022.

Señores:

Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.
Presente.

Ref.: Proceso por Adjudicación Selectiva N° SEL-0044-2022-OFP/PETROPERU – Primera Convocatoria.
SERVICIO DE TRATAMIENTO QUÍMICO EN EL LOTE I.

De nuestra Consideración:

Con relación a la contratación en referencia, es grato presentar nuestra Propuesta Económica, según el sistema de contratación indicado en las Condiciones Técnicas, para la **contratación del Servicio de Tratamiento Químico en el Lote I.**

El costo total de la **contratación** asciende a **US$ 372,665.05** (Trescientos setenta y dos mil seiscientos sesenta y cinco y 05/100 Dólares americanos)**,** incluidos tributos de Ley y cualquier otro concepto que le sea aplicable y que pueda incidir sobre el valor del servicio/obra a contratar o bien a adquirir.

Sin otro particular, quedo ante Uds.

Atentamente,

HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A
R.U.C. 20100588642
César Antonio Salas Room
D.N.I. 08717530
GERENTE GENERAL

César Antonio Salas Room.
DNI N° 08717530
Representante Legal.

IMPORTANTE:

El monto total de la propuesta económica se presentará con un máximo de dos (02) decimales. En el caso deprocesos por relación de ítems, deberá indicar el precio total de cada ítem.

HISA | HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A

PROPUESTA ECONOMICA DETALLADA

Item	Descripcion del servicio	Cantidad Mensual (Dias)	Precio Unitario (US$)	Monto Total 16 meses
1	Servicio Mensual de Contol de Tratamien8 Quimico de Petoleo y Agua de Produccion Los I	15	USD 4,500.00	72,000.00

Item		Descripcion	Unidad de Medida	Cantidad Mensual	Precio Unitario (US$)	Monto Total 16 meses
2		Biocida	GL	250	USD 16.80	67,200.00
3		Demulsifcanle	GL	130	USD 18.11	37,668.80
4		Solvente de Parafna	GL	350	USD 11.78	65,968.00
5		Inhibidor de Corrosion (Petroleo y Gas)	GL	100	USD 16.00	25,600.00
6		Inhibidor de Incrustacion	GL	50	USD 11.20	8,960.00
7		Clarificador	GL	30	USD 9.50	4,560.00
8		Secuestrante de Oxigeno	GL	30	USD 4.50	2,160.00
9		Remrovedor de solidos (Surfactante)	GL	15	USD 11.00	2,640.00
10		Analisis de laboratorio				
	10.01	Gravedad API	EA	4	USD 8.60	550.40
	10.02	BSW en campo	EA	8	USD 7.00	896.00
	10.03	BSW en laboratorio	EA	40	USD 6.75	4,320.00
	10.04	PTB	EA	4	USD 6.76	432.64
	10.05	Viscosidad Cinematica	EA	2	USD 6.76	216.32
	10.06	Azufre en crudo	EA	2	USD 6.76	216.32
	10.07	Pour Point	EA	10	USD 1.00	160.00
	10.08	Solidos en crudo	EA	10	USD 1.35	216.00
	10.09	Cloud Point	EA	10	USD 1.00	160.00
	10.10	Bario Total	EA	1	USD 1.00	16.00
	10.11	Hierro Total	EA	22	USD 0.50	176.00
	10.12	Manganeso Total	EA	20	USD 1.40	448.00
	10.13	Sulfatos	EA	1	USD 0.50	8.00
	10.14	Cloruros	EA	22	USD 0.50	176.00
	10.15	Dureza Total	EA	19	USD 1.00	304.00
	10.16	Dureza Calcica	EA	19	USD 1.00	304.00
	10.17	Alcalinidad M	EA	1	USD 0.68	10.88
	10.18	Alcalinidad P	EA	1	USD 0.68	10.88
	10.19	C02 disueto	EA	17	USD 3.70	1,006.40
	10.20	Conductvidad	EA	1	USD 0.50	8.00
	10.21	Resistvidad	EA	1	USD 1.60	25.60
	10.22	TDS (Solidos Disueltos Totales)	EA	1	USD 0.50	8.00
	10.23	PH	EA	37	USD 0.50	296.00
	10.24	BSR	EA	32	USD 3.00	1,536.00
	10.25	H2S disuelto	EA	17	USD 10.76	2,926.72
	10.26	SST	EA	3	USD 2.00	96.00
	10.27	Oxigeno Disulelto	EA	17	USD 1.00	272.00
	10.28	H2S Gas	EA	4	USD 38.00	2,432.00
	10.29	C02 Gas	EA	4	USD 38.00	2,432.00
	10.30	Instalacion y Evaluacion de Cupones	EA	10	USD 6.76	1,081.60
	10.31	Insalacion de testigos (Control de Parafna)	EA	5	USD 1.35	108.00
	10.32	Caracterizacion de solidos	EA	2	USD 2.70	86.40
	10.33	Analisis de Tendencia Asfaltenica en crudo	EA	1	USD 2.70	43.20
	10.34	Hidrocarburos Totales (TPH)	EA	3	USD 6.76	324.48
	10.35	% Parafna	EA	10	USD 1.00	160.00
	10.36	Temperatura	EA	37	USD 0.80	473.60
	10.37	Spot acido (30 bbls al 5% de HCl) Incluye : Bomba para aplicación y recipiente para tratamiento	EA	0.5	USD 410.45	3,283.60
	10.38	Analisis Completo de Agua	EA	2	USD 120.00	3,840.00
					SUB-TOTAL	315,817.84
					IGV	56,847.21
					TOTAL (USD)	**372,665.05**

HIDROQUIMICA INDUSTRIAL S.A
R.U.C. 20100588642

César Antonio Salas Room
D.N.I. 08717530
GERENTE GENERAL

Anexo 2

Evidencia del registro CUT N°00052291-2023

BIO GEA
INGENIERIA Y MEDIO AMBIENTE

Carla Benavides <cbenavides.ls@biogea.com.pe>

RV: MESA DE PARTES DIGITAL - CONSTANCIA DE RECEPCIÓN - CUT N° 00052291-2023

1 mensaje

Cecilia Carolina Chau Aldana <cchau@petroperu.com.pe> 8 de septiembre de 2023, 9:56
Para: Jennifer Luque Luque <jluque@petroperu.com.pe>, Alfredo Javier Pinillos Caceres <apinillos@petroperu.com.pe>
Cc: Medalit Chaupis <mchaupis@biogea.com.pe>, Carla Benavides <cbenavides.ls@biogea.com.pe>

Jen
Adjunto Constancia de Recepción de Estudio de Suelos.

Sld.

Petroperú

Cecilia Carolina Chau Aldana
Supervisor Ambiental Refinacion
Gerencia Dpto. Ambiental
Telf.: (01) 614-5000 Anexo: 75502
Cel.: 997917932
Prolongación Av. G-2 Zona de Refinería Talara - Pariñas - Talara - Piura
www.petroperu.com.pe

De: sistemas@midagri.gob.pe <sistemas@midagri.gob.pe>
Enviado: viernes, 8 de septiembre de 2023 9:53
Para: Cecilia Carolina Chau Aldana <cchau@petroperu.com.pe>
Asunto: MESA DE PARTES DIGITAL - CONSTANCIA DE RECEPCIÓN - CUT N° 00052291-2023

Constancia de recepción

Estimado(a) **PETROLEOS DEL PERU PETROPERU SA**
Le comunicamos que su documento ha sido registrado satisfactoriamente con CUT 00052291-2023

DATOS DEL SOLICITANTE

Nombre Persona Jurídica	PETROLEOS DEL PERU PETROPERU SA
Número de Documento	20100128218

DATOS DEL FIRMANTE DEL DOCUMENTO

Nombres y Apellido	GALLARDAY PRETTO JUAN DEL CARMEN
Número de Documento	07872457

DATOS DEL DOCUMENTO

Código Único de Trámite (CUT)	00052291-2023
Fecha y hora de Registro	8/09/2023 09:53:29
Documento	CARTA GCDS-1122-2023
Cantidad de páginas	4
Número de Archivos (Anexos)	0

DATOS DEL DOCUMENTO

Oficina que recibe	DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS AMBIENTALES AGRARIOS
Asunto	SOLICITUD PARA LA EVALUACIÓN DEL ESTUDIO DE LEVANTAMIENTO DE SUELOS A NIVEL DETALLADO - PLAN AMBIENTAL DETALLADO DEL LOTE I
Medio de notificación	CORREO ELECTRÓNICO

Registro de Usuario: Gallarday Pretto Juan Del Carmen

NOTA IMPORTANTE:

- El documento registrado se sujeta a la verificación y eventual observación de los requisitos, conforme a lo establecido en los artículos 124 y 136 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General
- Para cualquier consulta del estado de su trámite ingrese a su Bandeja de Mesa de Partes Digital; o al siguiente enlace: https://sisged.midagri.gob.pe/sisged.consulta/ (consignar número de CUT y año)
- La MPD está habilitada las veinticuatro (24) horas del día y los siete (07) días de la semana para la presentación de documentos”

Atentamente
MESA DE PARTES DIGITAL
MINISTERIO DE DESARROLLO AGRARIO Y RIEGO

Anexo 3

Memoria descriptiva del Lote I

Petroperú	**MEMORIA DESCRIPTIVA**
	LOTE I
	GERENCIA CORPORATIVA DE EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y OLEODUCTO **Gerencia Departamento Exploración y Producción**

I. OBJETIVO

Describir de forma didáctica y clara, la metodología optima de operación en las baterías de producción, tal que, permita profundizar el conocimiento y comprensión de todos los trabajadores, sobre la forma eficiente de operar estaciones de hidrocarburos, así como prevenir incidentes, accidentes, enfermedades profesionales e impactos ambientales.

II. BASE NORMATIVA

DS 005-2012-TR - Reglamento de la ley 29783, Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo. Art. 92-104, 105-109, 110, 111,112.
DS 015-2006-EM - Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos Art. 3, 43, 47, 48, 53, 56, 62, 63.
DS 032-2004-EM - Reglamento de las Actividades en Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Art. 2, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 26, 27, 28, 29, 31, 32, 33, 34, 49, 71, 80, 81, 82, 230, 232, 233, 234, 236, 240, 242, 247, 250, 252, 253, 254, 267, 273.
DS 043-2007-EM - Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos Art. 54, 55, 56, 57, 58, 61, 62, 63, 64, 69, 70, 77, 79, 80, 121, 156, 206, 216,217,218, 219, 220, 221, 222, 223.
Ley 29783 - Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo Art. 48 al 71, 72 al 79, 82 al 94.
Norma ISO 14001:2004 ítem 4.4.6 Control Operacional.
Norma OSHAS 18001: 2007 ítem 4.4.6 Control Operacional.

III. DEFINICIONES

Back Pressure: Es una válvula que tiene como función mantener constante la presión aguas arriba

Baterías de Producción: Es una instalación donde se recolecta la producción de un grupo de pozos y donde se separan el gas, petróleo y agua. Dentro de esta instalación podemos tener: Manifolds de distribución, separadores, scrubbers, gun barrel, volumeter, transferidores, tanques, bombas de transferencia, pozas API. En el desarrollo del presente manual se describirá los componentes detallados líneas arriba.

Condiciones críticas: Son situaciones de la operación que representa un estado peligroso, o de alto riesgo que pueden derivar a accidentes, lesiones y/o daños a la propiedad y/o proceso.

Drenar: Se define como la operación física de separación (agua- crudo) que se realiza en los tanques de almacenamiento de una batería de producción. Esta operación se efectúa cuando existe un tiempo de reposo en los tanques de hidrocarburos, y se forman dos fases (agua y petróleo), el líquido indeseado (agua) es drenado (purgado) y enviado por un sistema de tuberías hacia la poza API.

Flare: Es un equipo quemador de gases, instalado a por lo menos 50 metros de determinadas baterías de producción como son BP 016, 017, 201, 210, 211, 212 del Lote I, cuya función es quemar el gas natural excedente de las operaciones, debido a una baja capacidad de compresión o mantenimientos de la Estación de Comprensión. El objetivo del uso de este equipo es el no venteo de Gas Natural.

Pozo en prueba: Se considera pozos en pruebas, a los pozos que se encuentran en proceso de medición del flujo que producen; durante esta actividad el fluido es direccionado hacia el tubo colector de prueba del manifold; para posteriormente enviarlo al tren de medición (separador, volumeter y/o tanque de prueba), con el objetivo de cuantificar el aporte volumétrico

del pozo.

Pozo cerrado: Pozo que actualmente no está en producción, pero se encuentra en disponibilidad de operar.

Poza de evaporación: Son concavidades en el terreno cubierto por una geomembrana impermeable, utilizados para acumular el agua de producción procedente de la Poza API. El agua de producción resulta del proceso de separación y drenaje en las baterías de producción. En la poza de evaporación, el agua acumulada se evapora a temperatura ambiente.

Producción de un pozo: es la cantidad de fluidos que aporta un pozo ya sea por surgencia natural o artificial. Este fluido proviene del reservorio y mediante un ensayo volumétrico, se determina el volumen de producción de fluido, esto ocurre en una batería de producción.

Presión: Es la fuerza que ejerce un gas o un líquido sobre una superficie. Cuando un pozo produce por surgencia natural, la presión es suficiente para llevar los fluidos desde el reservorio hasta la batería de producción, pero esta variable a lo largo del tiempo va declinando. Por ello este parámetro es importante en la operación y debe ser medido en los pozos y baterías de forma programada.

Válvulas de seguridad: O también conocida como válvula de alivio, están diseñadas para liberar un fluido cuando la presión interna de un sistema que lo contiene supere el límite establecido para su propia apertura.

Vasos visores: Consiste en tubos de vidrio, conectados con válvulas en su extremo inferior y superior a los distintos recipientes de almacenamiento de hidrocarburos. Este dispositivo de función visual funciona por el principio de vasos comunicantes. Su función principal es mostrar el nivel de líquido en el tanque, separador o volumeter, tal que permita la estimación del volumen del recipiente.

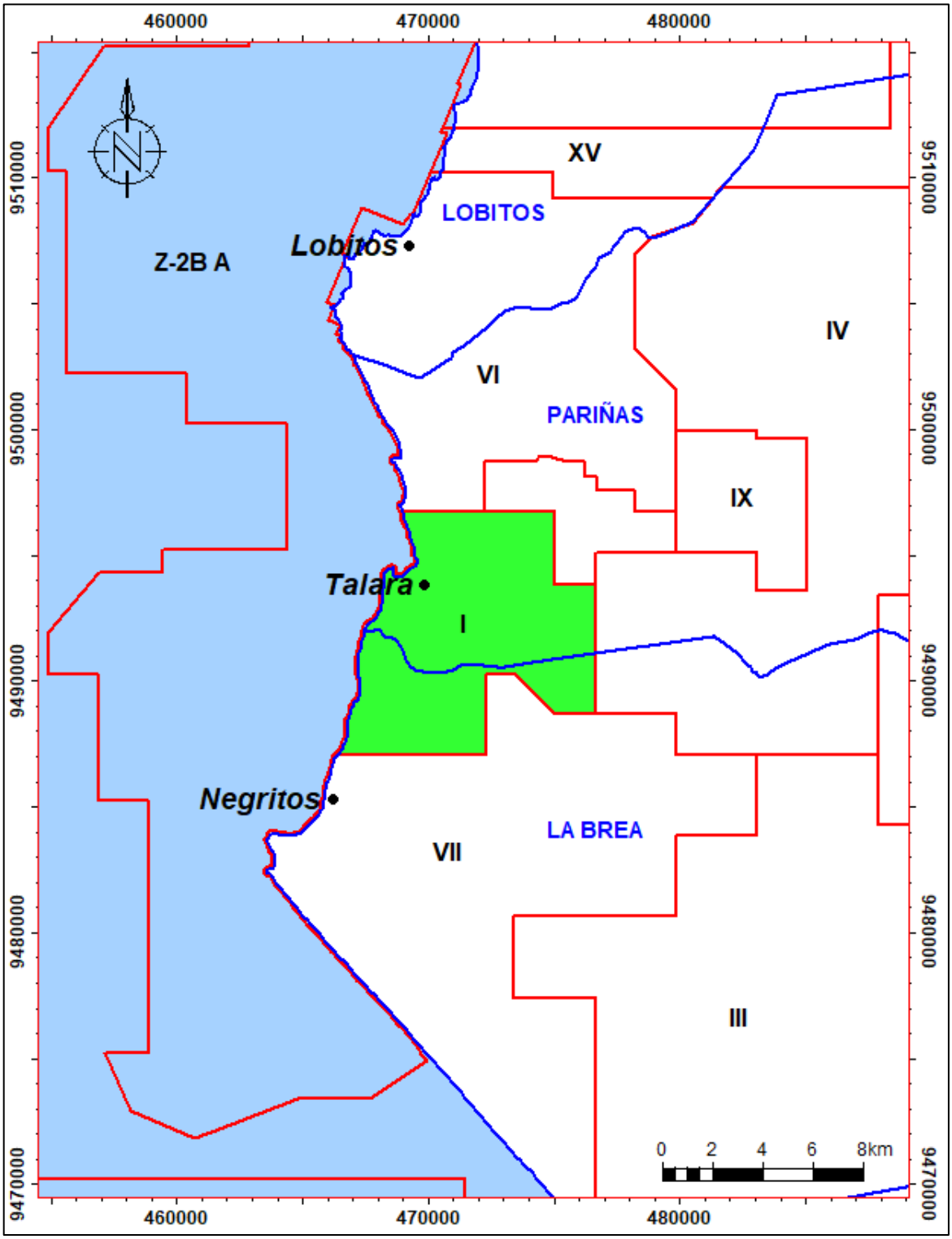
IV. UBICACIÓN Y EQUIPOS

1. Denominación y Ubicación Geográfica

El Lote I cuenta con las siguientes baterías:

Lote I
Batería 16
Batería 17
Batería 20
Batería 201
Batería 210
Batería 211
Batería 212

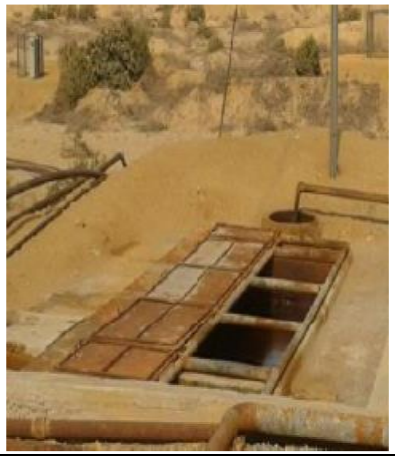
Petroperú	MEMORIA DESCRIPTIVA
	LOTE I
	GERENCIA CORPORATIVA DE EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y OLEODUCTO Gerencia Departamento Exploración y Producción



Petroperú	**MEMORIA DESCRIPTIVA**
	LOTE I
	GERENCIA CORPORATIVA DE EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y OLEODUCTO **Gerencia Departamento Exploración y Producción**

2. Elementos o Equipos de las Baterías de Producción

Los principales elementos que conforman una batería de producción son los siguientes:

Manifold de Distribución 	Separadores
Scrubbers 	Gun Barrel
Volumeters y/o Transferidores 	Poza API 

Bombas de Transferencia	Tanques

3. Operación en Baterías

Existen diferencias entre las distintas baterías que opera PETROPERU, todas se dan debido a los equipos o elementos instalados, y las características de los pozos que producen en cada una de ella; sin embargo, la operación de cada uno de estos equipos es igual en todas las baterías. A continuación, se describe la operación de cada equipo o elemento:

3.1. MANIFOLDS DE TRANSFERENCIA (MANIFOLD DE BATERIA – MB)

a. Operación:

La función principal del manifold, es recibir y distribuir la producción de los pozos que llegan a la batería a través de sus líneas de producción.

Cada línea de producción que llega al manifold está conectada al colector de prueba y al colector de totales. La comunicación del fluido del pozo con uno de los colectores está controlada con válvulas de 2”Ø.

De acuerdo con el programa de prueba de pozos, para poner o sacar un pozo de prueba, se efectúan las siguientes maniobras:

- Si el pozo está produciendo al tubo del colector de totales, realizar:
  - Manipular la válvula del pozo dentro del (MB), y derivar el sentido de flujo del pozo al tubo colector de prueba.
  - Verificar que la producción del pozo en prueba esté ingresando al separador de prueba o al tanque de prueba, de acuerdo con las instalaciones de la batería.
- Si el pozo está cerrado al tubo colector de Totales, realizar:
  - Manipular la válvula del pozo dentro del (MB) y derivar el sentido de flujo del pozo al colector de prueba.
  - Colocar el pozo operativo, verificando que la producción llegue a la batería.
  - Verificar que el flujo del fluido no tenga comunicación con el colector de totales.
- Para sacar un pozo de prueba, realizar:
  - Manipular la válvula del pozo dentro del (MB), y derivar el sentido de flujo del pozo al colector de totales.

b. Control:
El Operador de Producción deberá efectuar las siguientes acciones y controles:
- Poner el pozo en prueba, de acuerdo con el programa (considerando la hora).
- Operar correctamente las válvulas para la derivación adecuada de la producción al tubo colector de prueba o el tubo colector de totales.
- Verificar que no existan fugas en el manifold.
- Verificar que no haya pase en las válvulas.
- Verificar que no haya obstrucciones en las líneas de ingreso y de salida del manifold.
- Reportar cualquier anormalidad al Coordinador de Producción.

c. Situaciones de Emergencia Operativa:
Fuga por alguna unión del manifold.

Posibles Causas	Acciones
Línea bloqueada después de la fuga	- Revisar la línea para determinar el punto de bloqueo. - Si no se ubicara el punto de bloqueo en el área del manifold, recorrer las líneas de transferencia hasta encontrar el bloqueo.
Corrosión, desgaste de accesorios de válvula	- Contener fuga, evaluar grado de rotura y colocar grampa según diámetro de colector o programar cambio. - Si es fuga en válvula, contener fuga, detener el flujo y realizar cambio. Verificar eliminación de fuga.

d. Mantenimiento:
- Revisión menor de válvulas, se realiza según estado de condición que presente, evaluado por operaciones.
- Mantenimiento de pintura menor del manifold y de los números de los pozos, según estado de condición que presente, evaluado por operaciones.

Nota: Las fechas pueden variar según el programa de mantenimiento anual de equipos.

3.2. SEPARADORES
Las Baterías cuentan con separadores para medir la producción de los pozos en prueba y la producción total (todos los pozos del MC). Estos separadores son del tipo vertical y bifásico, separan la fase liquida (petróleo y agua) de la fase gaseosa.

a. Operación
Son recipientes de acero, que están sometidos a una presión que debe ser la presión de operación de la batería. Estos realizan la función de separar el gas del líquido. Se utilizan al ingreso de la producción bruta de campo.

b. Control
El operador de Producción deberá, cada vez que efectúa su recorrido por la batería, verificar lo siguiente:

- Presión del separador.
- Nivel de la Fase Liquida (se muestra en el vaso visor del equipo)
- El accionar de los controladores de nivel y las válvulas motoras del separador.
- Correcto funcionamiento de la válvula de seguridad.
- Correcto funcionamiento de vasos visores.
- Inexistencia de fugas en el equipo.
- Verificar que no haya obstrucciones en las líneas de ingreso y de salida del separador tanto de fluido como de gas.
- Verificar el correcto funcionamiento de los instrumentos.
- Verificar que la válvula de drenaje del separador este correctamente cerrada y asegurada con tapón ciego.
- Dar aviso al Coordinador de Producción ante cualquier anormalidad.

c. Situaciones de Emergencia Operativa:
Incremento del nivel de líquido en el Separador.

Posibles Causas	Acciones
Mala operación de la válvula de control	- Verificar la presión del gas que activa el sistema de control. Si hay presión, verificar la operación de la válvula de control activando manualmente el dispositivo de control. - Si no hay presión, verificar la fuente de abastecimiento de gas.
Bloqueo de la línea de transferencia a tanques	- Verificar que estén abiertas las válvulas que permiten la transferencia del líquido al Gun barrel o tanque que lo receptora.

d. Mantenimiento:
- Mantenimiento menor de accesorios, cada (06) meses.
- Se realiza limpieza externa, pero se considera en el mantenimiento semestral (en la segunda intervención – anual).
- Inspección visual y mantenimiento general se realiza según estado de condición.

Nota: Las fechas pueden variar según el programa de mantenimiento anual de equipos.

3.3. SCRUBBER

a. Operación:
El Scrubber es un separador vertical que tiene la función de separar las pequeñas cantidades de líquidos (crudo, hidrocarburo condensado, agua) que arrastra el gas proveniente de la separación (liquido – gas), efectuada en los separadores de prueba y de totales.
La salida de gas del Scrubber está controlada por la válvula “Black Pressure” (esta puede encontrarse en la misma batería o en las estaciones de comprensión), dicha válvula es automática que se abre de acuerdo con la presión que se le haya calibrado.
La evaluación del líquido separado en el Scrubber es automática y está regulado por un controlador de nivel y una válvula motora.
El Scrubber sirve también como un elemento de seguridad ante un eventual rebose de los separadores de prueba o de totales que ocasione la salida de líquido

por la línea de salida de gas. En este caso, el líquido quedaría en el Scrubber evitando su derrame.

b. Control:
El operador de producción deberá controlar lo siguiente:
• Verificar el nivel de líquido a través del visor.
• Verificar la presión.
• Verificar funcionamiento de válvula de seguridad.
• Verificar que no haya obstrucciones en las líneas de ingreso y de salida del Scrubber.
• Verificar que no haya fugas en líneas ni cuerpo del Scrubber.
• Verificar el correcto funcionamiento de la “Black Pressure”.
• Verificar el correcto funcionamiento de los instrumentos.
• Dar aviso al Coordinador de cualquier anormalidad.

c. Situaciones de Emergencia Operativa:
Incremento de nivel de líquido en el Scrubber:

Posibles Causas	Acciones
Perdida de presión por falla de la válvula Black Pressure	- Regular la válvula Black Pressure hasta conseguir que el Scrubber tenga su presión de operación. - Drenar manualmente el Scrubber hasta ver el nivel del líquido.
Mala operación de la válvula de control	- Verificar la presión del gas que activa el sistema de control. - Si no hay presión verificar la línea de abastecimiento de gas. - Si hay presión verificar la válvula de control activando manualmente el dispositivo que envía la señal a la válvula motora.

d. Mantenimiento:
• Mantenimiento menor de accesorios, cada (06) meses.
• Se realiza limpieza externa, pero se considera en el mantenimiento semestral (en la segunda intervención – anual)
• Inspección visual y mantenimiento general se realiza según estado de condición.
Nota: Las fechas pueden variar según el programa de mantenimiento anual de equipos.

3.4. GUN BARREL (TANQUE LAVADOR)

a. Operación:
La función de este equipo recae en separar los hidrocarburos líquidos, del agua de formación.
Este recibe el líquido (emulsión de petróleo + agua), que previamente fue separado del gas.
La emulsión de petróleo y agua ingresan al Gun Barrel por su parte inferior, a través de una bota de gas y luego de un difusor. Dentro del Gun Barrel el agua ocupa aproximadamente el 60% de la altura útil del tanque y mantiene este nivel por medio del “sifón” a través del cual se elimina el exceso de agua.

Por la diferencia de densidades con el agua, el petróleo ocupa la parte superior del tanque y sale de él por la parte alta, para ingresar a un tanque de almacenamiento.

b. Control:
El operador de producción deberá verificar periódicamente lo siguiente:
- El nivel de agua en el interior del Gun Barrel.
- Que el sifón opere normalmente.
- Verificar que no haya obstrucciones en las líneas de ingreso y de salida del gun barrel.
- Verificar que el líquido drenado del Gun Barrel sea agua.
- Inexistencia de fugas en el tanque.
- Dar aviso al coordinador de cualquier anormalidad.

c. Situaciones de Emergencia Operativa:
Incremento del nivel de agua.

Posibles Causas	Acciones
Bloqueo de la salida de agua del sifón	- Abrir la válvula que bloquea el flujo de agua. - Abrir la válvula intermedia (drenaje directo) del sifón para eliminar el agua hasta restablecer su nivel de operación, luego cerrar la válvula para que el sifón opere normalmente.

d. Mantenimiento:
- Lavado y mantenimiento de accesorios se realiza según estado de condición que presente, evaluado por operaciones.
- Inspección y mantenimiento general interior se realiza según estado de condición cada (05) años.
- El cambio del agua del GB se deberá cambiar cuando la calidad del crudo se vea afectado (se determina de acuerdo con cambios significativos de la calidad del crudo a la salida del proceso del Gun Barrel).

Nota: Las fechas pueden variar según el programa de mantenimiento anual de equipos.

3.5. MEDIDOR DE FLUJO (VOLUMETER MECÁNICO O AUTOMÁTICO, MEDIDORES MÁSICOS, FLOCOS)

a. Operación:
Son equipos utilizados para medir volúmenes de fluido líquidos producidos por los pozos que están en prueba, o también por el conjunto de pozos conectados al colector de totales del manifold.
El volumeter está constituido básicamente por un recipiente cuya capacidad varía entre ½ barril a 2 barriles. En su interior tiene un flotador que transmite una señal al controlador de nivel, el que a su vez controla la apertura y el cierre de las válvulas motoras de ingreso y salida del fluido del volumeter.
La válvula de salida del volumeter permanece cerrada, mientras el recipiente se llena con el volumen de hidrocarburos.
Cuando se completa el volumen de hidrocarburos en el volumeter (de acuerdo con la graduación), se abre esta válvula y se genera la evacuación o desplazamiento

del fluido (conocido comúnmente como disparos). La cantidad de disparos se registra en un contómetro; esto permite determinar la producción al multiplicar el número de disparos en un periodo de tiempo; por el factor del volumen.
Este equipo se acciona con el gas proveniente de los separadores de la batería, y actúa en el funcionamiento de las válvulas motoras, para presurizar el recipiente del volumeter, y para desplazar los hidrocarburos medios.
Los medidores de flujo másico Coriolis miden la masa a través de inercia. El gas denso o líquido fluye a través de un tubo que se hace vibrar por un pequeño actuador. Esta aceleración produce una fuerza de torsión mediable en el tubo que es proporcional a la masa. La tasa de flujo de masa se indica sin necesidad de conocer el fluido que fluye en el interior. Los más sofisticados caudalímetros de Coriolis emplean tubos dobles curvados para ofrecer una mayor sensibilidad y una menor caída de presión.

b. Control:
El Operador de Producción deberá controlar lo siguiente:
- Verificar la apertura la válvula que alimenta de gas hacia los instrumentos.
- Presión de operación del volumeter.
- El volumen desplazado en cada disparo.
- Correcto funcionamiento de válvulas motoras.
- Correcto funcionamiento de vasos visores.
- Que el contómetro esté operando.
- Que no haya fugas en las conexiones.
- Verificar que no hay bloqueos en el sentido de flujo.
- Dar aviso al coordinador de cualquier anormalidad.

c. Mantenimiento:
- Mantenimiento menor de accesorios cada 06 meses.
- Calibración de instrumentos cada año si corresponde.
- Se realiza limpieza externa, pero se considera en el mantenimiento semestral (en la segunda intervención – anual).

Nota: las flechas pueden variar según el programa de mantenimiento anual de equipos.

3.6. TRANSFERIDOR

El transferidor es un volumeter utilizado para transferir la producción de la batería a un lugar distante. Su funcionamiento difiere del volumeter medidor principalmente en que estos equipos cuentan con válvulas que controlan el ingreso y salida de gas del recipiente del transferidor.
Cuando ingresa la producción al recipiente, la presión en el transferidor es baja; sin embargo, para desplazar los hidrocarburos, la presión en el recipiente incrementa hasta un valor determinado (previamente calculado), tal que permite transferir todo el volumen hasta donde sea requerido. El control y mantenimiento son similares a los volumeter.

3.7. TANQUES

a. Operación:
En adición a los tanques Gun Barrel (o tanques de lavado), las baterías cuentan con tanques para pruebas de pozo, para recepción, y almacenamiento de la producción. La operación de los tanques consta de tres etapas claramente

definidas:

- Recepción.- Durante esta etapa, el fluido está siendo recibido en el tanque; y se debe tener especial cuidado de no sobrepasar su altura máxima de llenado, ya que podría rebosarse y generar un derrame de petróleo por la escotilla de medición.
- Reposo.- Durante esta etapa el fluido contenido en el tanque está sin movimiento por un tiempo previamente definido. El objetivo de esta etapa es que el agua se situé en el fondo del tanque y se separe del petróleo.
- Bombeo o transferencia.- Luego del reposo y de ser necesario, el drenaje del agua se procede a bombear o transferir el fluido a otro tanque o estación de tratamiento y/o, bombeo. Si se hace la transferencia por medio de una bomba se debe tener en cuenta el nivel mínimo del petróleo que debe quedar en el tanque.

b. Control:

El Operador de Producción debe efectuar las siguientes acciones:

- Efectuar las mediciones para determinar los volúmenes recibidos o transferidos.
- Vigilar los niveles de fluido superior o inferior; ya sea que el tanque este recepcionando o transfiriendo respectivamente.
- Antes de la recepción o transferencia de volumen, se debe verificar la apertura o cierre de las válvulas de bloqueo según corresponda.
- Cuando se cambie de tanque primeramente debe abrirse la válvula de ingreso del tanque que va a recibir para luego cerrar la válvula de ingreso del tanque que ha terminado su recepción.
- Verificar el correcto funcionamiento de los vasos visores y/o regletas.
- Verificar que no hay fugas en tuberías y en cuerpo de tanque.
- Deberá verificar el correcto estado del área estanca.
- Antes de retirarse del área estanca el operador deberá verificar que válvulas están quedando abiertas y cuáles no, según corresponda.
- Dar aviso al Coordinador acerca de cualquier anormalidad.

3.8. BOMBAS DE TRANSFERENCIA

a. Operación:

Las baterías de producción están equipadas con bombas reciprocantes y/o bombas helicoidales de cavidad progresiva como también de transferidores, para transferir el fluido líquido, producido hasta la estación de tratamiento, Re-bombeo, hacia la estación de fiscalización o de tratamiento, según corresponda. Estas bombas cuentan con las siguientes condiciones:

- La tubería de salida de las bombas reciprocantes debe contar con válvula de seguridad. La descarga de esta válvula se deberá conectar a la tubería de aspiración (succión) de la bomba.
- La zona de bombas estará rodeada por una canaleta de derrames, con pendiente hacia una cámara de drenaje (con rejilla), conectada al sistema de drenaje general.

b. Control:

El operador de producción deberá controlar lo siguiente:

- Verificar las posiciones de apertura y cierre de las válvulas (antes y después de los bombeos).
- Verificar los niveles de fluido de tanque, para evitar que la bomba no trabaje en vacío.

- Evitar las caídas bruscas de presión.
- Verificar las puestas a tierra del motor, y el tablero de control debe estar en buen estado.
- Las bombas no deberían exceder el rango de presión operativa, indicada en la instrucción de trabajo respectivo.
- Las bombas deberán tener un funcionamiento libre de vibraciones.
- Verificar el conjunto de empaquetaduras y sellos mecánicos de las bombas, que deben ser herméticos.
- Los componentes eléctricos del motor (alternador, arrancador) deben tener su aislamiento en perfecto estado.
- Verificar el suministro de gas que alimenta al motor de la bomba.
- Verificar el correcto funcionamiento del filtro antes del ingreso de la bomba.
- Verificar que no haya fugas en las conexiones.
- Dar aviso al coordinador de cualquier anormalidad.

c. Mantenimiento:
- Mantenimiento Rutinario se realiza según estado de condición que presente, evaluado por operaciones.
- Mantenimiento preventivo menor cada 06 meses.
- Mantenimiento general se realiza según estado de condición.

3.9. POZAS API O SKIMMERS

a. Operación:

La poza API o SKIMMERS recibe todos los drenajes (agua más trazas de hidrocarburos) de los distintos tanques y Gun Barrel. Aquí se separan los hidrocarburos del agua por densidad, los líquidos recuperables (hidrocarburos) para la poza API: se acumulan en una cámara o chute y para el SKIMMER: ocupa la parte superior y sale de él por la parte alta; y a través de una línea que se conecta al dispositivo de desplazamiento (bomba de transferencia o transferidor) son desplazados al oleoducto principal o al sistema. El agua se deriva a la poza de evaporación o tanque de almacenamiento de agua.

b. Control:

El operador de producción deberá controlar lo siguiente:
- Verificar los niveles de fluido de tanque, para evitar que pase crudo hacia la poza API o SKIMMERS.
- Verificar el correcto funcionamiento de la poza API o SKIMMERS a fin de que no pase crudo a la zona de agua, pero si posteriormente el agua a la poza de evaporación o tanque de almacenamiento de agua.
- Controlar el nivel de la cámara de recuperación de hidrocarburos o del SKIMMER con el dispositivo de desplazamiento (bomba de transferencia o transferidor) a fin de evitar derrames.

c. Mantenimiento:
- Mantenimiento y limpieza general se realiza según estado de condición.

Nota: Las fechas pueden variar según el programa de mantenimiento de equipos.

4. PROCESOS EN BATERIAS

4.1. BATERÍA 16

La batería recolecta y transfiere la producción de los pozos mencionados en el programa de ensayos. Estos pozos están distribuidos en el MB-01 y en los manifold de campo: MC-01-16, MC-02-16, MC-03-16.

a. Facilidades de Entrada:
En el Manifold de Batería (MB-01) ingresan las líneas de los pozos de esa zona más la línea de prueba del MC-02-16 que tiene conectado 06 pozos, en total 12 pozos. Uno de estos pozos según el programa de ensayos se dirige por la línea de prueba del MB-01 e ingresa al separador de prueba (SEI-008).
En el Manifold de campo 01 (MC-01-16) ingresan 04 líneas de pozos más la línea de prueba del MC-03-16 (otorongo) que tiene conectado 04 pozos (En total suman 08 pozos). A través de la línea de prueba del MC-01-16, uno de los pozos según Anexo 1-G. Programa de ensayos es direccionado hacia el separador de prueba (SEI-048). La producción de totales del mc-02-16 ingresa a totales del MC-01-16, y junto se direccionan al colector de totales del MB-01.
Los pozos están distribuidos a manera de optimizar la capacidad de control de cada tren de separación.
La producción de los pozos que están a totales se unifica en el colector de totales MB-01. En este colector de totales se suman la producción de totales de los manifolds de campo MC-01-16, MC-02-16, MC-03-16. Y así pasa al separador de totales SEI-049 donde se separa la mezcla liquida- gas.

b. Facilidades de Producción:
La producción que se recolecta en el colector de totales ingresa al separador de totales SEI-049, con la finalidad de separar la mezcla liquida – gas a la temperatura de ambiente y presión de operación de la batería. Posteriormente los líquidos son enviados al volumeter de totales (VOI-011) para ser cuantificados y luego pasar al tanque lavador TK-115 (Gun Barrel) de 200 bls.
El gas proviene del separador de totales (SEI-049) y de los separadores de prueba (SEI-008 y SEI-048), descarga por la parte superior y son dirigidos, a un equipo recuperador de líquidos scrubber (SEI-019).
Una vez en el Scrubber de gas SEI-019, se separan los posibles arrastres de líquidos y estos son enviados por control de nivel del recipiente al tanque de totales.
El gas a la salida del Scrubber es direccionado hacia:
- Estación de Compresión 16
- Gas al Flare. (se activará en caso de algún mantenimiento programado del compresor).

c. Facilidades de Control:
La Batería BP-16 cuenta con 2 separadores de pruebas SEI-2008, SEI-048, donde se logra separar la mezcla liquido – gas de los pozos alineados a control. A la temperatura ambiente y presión de operación.
Los líquidos que provienen de los separadores de control ingresan a sus respectivos volumeter VOI-004, VOI-005, para ser cuantificados en un sistema contador automático y son enviados a un tubo colector para luego pasar al tanque lavador (Gun Barrel TK-115) junto con la producción de totales; donde por diferencia de densidades se separa el petróleo y el agua o tanque de pruebas 03.

d. Facilidades de Almacenamiento y Bombeo:

Los líquidos provenientes de los volumeters son enviados a un tanque lavador TK-115 (Gun Barrel) donde se realiza la separación de petróleo y agua por diferencia de densidades, el crudo descarga por la parte superior del tanque de almacenamiento de 500 bls (TK-112) y en simultaneo el agua al TK 90.
La salida del ataque de almacenamiento está conectada a la línea principal de succión de la bomba de transferencia, para ser transferidos hacia la Estación de Bombeo 210.

e. Facilidades de Venteo Operativo:
La Batería 16 cuenta con un sistema de comprensión para evitar el venteo de gas, en caso de que ocurra alguna falla mecánica o se realice un mantenimiento programado al comprensor, se activa el quemador de la batería.

f. Facilidades de Drenaje:
Consiste en líneas que reciben los drenajes de todos los equipos de proceso de la batería (Gun Barrel, tanque) los cuales convergen a una línea colectora de drenajes, que a su vez descarga al TK-90.

4.2. BATERIA 17
La batería 17 recolecta y bombea la producción multifásica liquido – gas de los pozos mencionados en el programa de ensayos. Estos pozos están distribuidos en el Manifold de Batería (MB-01) y un manifold de campo: MC-01-17, MC-02-17, MC-03-17.

a. Facilidades de Entrada:
En los Manifold de Batería ingresan 12 líneas de pozos. En el MB-01 (10 pozos y 02 líneas de prueba MC-01-17). De los colectores de prueba de los manifolds de batería MB-01 descarga la línea de prueba que conecta en el separador SEI-065. Respectivamente. Aquí se prueban los pozos según el programa de ensayos.
En el manifold de campo 01 (MC-01.17) ingresan los pozos de esa zona y las líneas de prueba y totales del MC-03-17. A través de la línea de prueba del MC-01-17, uno de los pozos según Programa de Ensayos es direccionado hacia el MC el separador de prueba (SEI 065). Los pozos están distribuidos a manera de optimizar la capacidad de control de cada tren de separación
La producción de los pozos a totales se unifica en el MB-01 con la línea de totales del MC-01. Y en conjunto pasan al separador de totales SEI-044 donde se separa la mezcla líquida – gas.
La producción de los pozos a totales del MC-02 pasan al separador (SEI 056).

b. Facilidades de Producción:
La producción que se recolecta en el colector de totales ingresa al separador de totales SEI-044, con la finalidad de separar la mezcla liquido – gas a la presión de operación de la batería.
Posteriormente los líquidos son enviados al Tanque lavador TK-094 (Gun Barrel), donde se separa el crudo y el agua por diferencia de densidades.
El gas proveniente del separador de totales (SEI-044) sale por la parte superior y en conjunto con el gas proveniente de los separadores de prueba son direccionados hacia el Scrubber (SEI-066).
A un equipo recuperador de líquidos Scrubber (SEI 066). Aquí se separan los posibles arrastres de líquidos provenientes del separador de totales y los

separadores de control. Los líquidos que se separan en el scrubber son enviados por drenaje hacia el tanque operativo NL-191. El gas seco es enviado hacia:
- Compresor reciprocante.
- Gas combustible para compresor.
- Gas al Flare. (este se activará en caso se realice algún mantenimiento programado al compresor).

c. Facilidades de Control:
La batería BP-17 cuenta con 3 separadores de pruebas SEI-046, SEI-065, SEI-056, donde se logra separar la mezcla liquida – gas de los pozos alineados a control.
Los líquidos provienen del separador de control SEI-046, SEI-065, SEI-056, ingresan al tanque de prueba TK-103.

d. Facilidades de Almacenamiento y Bombeo:
Los líquidos provenientes de los separadores son enviados a los tanques TK-101, TK-103 de 200 bls, 200 bls, de capacidad respectivamente.
En estos tanques es donde se efectúa las mediciones para determinar los volúmenes recibidos o transferidos y realizar los drenajes correspondientes.
La salida de los tanques de almacenamiento está conectada a una línea principal de succión de la bomba de transferencia reciprocante con COD. 84106, para ser transferidos hacia la Estación de Bombeo 210.

e. Facilidades de Venteo Operativo:
En la Batería 17 no se ventea gas, ya que se tiene un sistema de compresión. La capacidad de comprensión es mayor a la producción de gas de la batería. En caso se realice un mantenimiento programado se activa el quemador de la batería.

f. Facilidades de Drenaje:
Consiste en líneas que reciben los drenajes de todos los equipos de proceso de la batería (Gun Barrel, tanque) los cuales convergen a una línea colectora de drenajes, que a su vez descarga al TK 89.
Los drenajes de la bomba de transferencia son recolectados en la poza API y por medio de la bomba son enviados al oleoducto.

4.3. BATERÍA 20
La Batería 20 recolecta y se transporta a través de cisternas la producción bifásica (crudo y agua), de los pozos mencionados en el programa de ensayos. Estos pozos están distribuidos en el Manifold de Batería (MB-01 y MB-02) y el manifold de campo: MC-01-20.

a. Facilidades de Entrada:
En los Manifold de batería ingresan 8 líneas de pozos.
En el MB-01 (04 pozos) y uno de estos pozos según programa de ensayos es enviado a través de la línea de prueba del MB-01 hacia el separador de prueba SEI-050; y en el MB-02 tiene conectado 04 pozos más la línea de prueba del MC-01-20 que tiene 03 pozos (más 02 pozos Swab que tiene como mínimo 50 psi de presión de forro) dando un en total 07 pozos y uno de estos pozos; según programa de ensayos, es dirigido a través de la línea de prueba del MB-02 hacia

el separador de prueba SEI-047. A este manifold también ingresa la línea de totales del manifold de campo MC-01-20.
Los pozos están distribuidos a manera de optimizar la capacidad de control de cada tren de separación.
La producción de los pozos a totales se unifica en el colector de totales MB-01 y MB-02 (interconectados entre sí). En este colector de totales se suman la producción de totales del manifold de campo MC-01-20. En este colector también ingresa el gas de 03 líneas de pozos Swab que tiene una presión mayor o igual a 50 psi. Y en conjunto pasan al separador de totales SEI-043 donde se separa la mezcla líquida – gas.

b. Facilidad de Producción:
La producción que se recolecta en el colector de totales, e ingresa al adaptador de totales SEI-043, con la finalidad de separar la mezcla liquido – gas a la presión de operación de la batería.
Posteriormente los líquidos son enviados a alguno de los tanques de almacenamiento TK-113, TK-111, TK-46.
El gas proveniente del separador de totales (SEI-043) descarga por la parte superior, y es direccionado junto con el gas que desfoga de los separadores de prueba; estos son enviados a un equipo recuperador de líquidos Scrubber (SEI-051). Una vez en el scrubber de gas SEI-051, se separan los posibles arrastres de líquidos proveniente del separador de totales y los separadores de control. Los líquidos que se separan en el scrubber son enviados por control de nivel del recipiente a la línea colectora de totales.
El gas a la salida del scrubber es direccionado hacia la estación de compresión (EC-210), también es enviado a gas de instrumentos y gas combustible de motores.

c. Facilidades de Control:
La batería BP-20 cuenta con 2 separadores de pruebas SEI-050, SEI-047, donde se logra separar la mezcla líquida – gas de los pozos alineados a control.
Los líquidos que provienen de los separadores de control SEI-050, SEI-047 ingresan al TK-113, TK-46, respectivamente.

d. Facilidades de Almacenamiento y Bombeo:
Los líquidos provenientes de los separadores son enviados a los tanques TK-113, TK-111, TK-46 de 200 bls, 200 bls, 100 bls de capacidad respectivamente.
En estos tanques es donde se efectúa las mediciones para determinar los volúmenes recibidos o transferidos.
La salida de los tanques de almacenamiento está conectada a una línea principal de succión, a través de una cisterna los líquidos son retirados y transportados hacia la Estación de Bombeo 210.

e. Facilidades de Venteo Operativo:
La batería 20 transporta el gas natural a través de un gaseoducto de 3”, el gas natural llega hasta su succión de un compresor reciprocante ubicado en la estación de compresores EC 210, en caso de que ocurra alguna falla mecánica o se realice un mantenimiento programado en el compresor, se activa el quemador de la batería (BP-210).

f. Facilidades de Drenaje:

Consiste en una línea que recibe los drenajes de todos los tanques, los cuales convergen a una poza API. La poza API recibe todos los drenajes de agua con posibles residuos oleosos de los equipos y sistemas, como también las precipitaciones atmosféricas.
Los líquidos recuperables (petróleo) se acumulan en una cámara y son recuperados por medio de una cisterna.
Los drenajes de los separadores (SEI-023, SEI-018, SEI-022) son enviados al colector de totales.

4.4. BATERIA 201

La batería 201 recolecta y bombea la producción multifásica liquido – gas de los pozos mencionados en el programa de ensayos. Estos pozos están distribuidos en el Manifold de Batería (MB-01) y un manifold de campo: MC-01-201.

a. Facilidades de Entrada:

En el Manifold de Batería (MB-01) ingresan 04 pozos. El colector de prueba del manifold de batería MB-01, sale la línea de prueba que conecta en el separador SEI-068. Aquí se prueban los pozos según el programa de ensayos.
En el manifold de campo 01 (MC-01-201) ingresan 15 líneas de pozos. A través de las 02 líneas de prueba del MC-01-201, dos de los pozos según Programa de Ensayos es direccionado hacia los separadores de prueba (SEI-070, SEI-057). Los pozos están distribuidos para optimizar la capacidad de control de cada tren de separación.
La producción de los pozos a totales se unifica en el colector de totales MB-01. En este colector de totales se suman la producción de totales de manifold de campo MC-01-201; Y EN conjunto pasan al separador de totales SEI-041 donde se separa la mezcla liquido – gas.

b. Facilidades de Producción:

La producción que se recolecta en el colector de totales ingresa al separador de totales SEI-041, con la finalidad de separar la mezcla liquido – gas a las condiciones de operación de la batería.
Posteriormente los líquidos son enviados al Tanque operativo NL-111.
El gas proveniente del separador de totales (SEI-041) descarga por la parte superior y es dirigido a un colector de gas que también reúne la producción de gas de los separadores de prueba y en conjunto el gas se envía hacia el Scrubber SEI-028. Una vez en el scrubber de gas SEI-028. Se separan los posibles arrastres de líquidos proveniente del separador de totales y los separadores de control. Los líquidos que se separan en el scrubber son enviados por control de nivel del recipiente al tanque operativo NL-111.
El gas a la salida del scrubber es direccionado hacia:
- Estación de Compresión EC-201.
- Gas al Flare. (este se activará en caso de realizarse algún mantenimiento programado al compresor).
- Gas de instrumentos.
- Gras combustible.

c. Facilidades de Control:

La batería 201 cuenta con 03 separadores de pruebas SEI-057, SEI-068, SEI-070 donde se logra separar la mezcla liquido – gas de los pozos alineados a control.

Los líquidos que provienen de los separadores de prueba SEI-003, SEI-004 son enviados a los tanques de prueba TK-30, TK-98, para su posterior medición.

d. Facilidades de Almacenamiento y Bombeo:
Los líquidos provenientes de los separadores enviados a los tanques TK-111, TK-98, TK-30 de 200 bls, 140 bls, 70 bls de capacidad respectivamente.
En estos tanques se efectúa las mediciones para determinar los volúmenes recibidos o transferidos y realiza los drenajes correspondientes.
La salida de los tanques de almacenamiento está conectada a una línea principal de succión de la bomba de transferencia helicoidal con cavidad progresiva con COD. 84115, para ser transferidos hacia la Estación de Bombeo 210.

e. Facilidades de Venteo Operativo:
En la batería 201 no se ventea gas, ya que se tiene un sistema de compresión. La capacidad de compresión es mayor a la producción de gas de la batería.

f. Facilidades de Drenaje:
La Poza API recibe todos los posibles residuos oleosos de los equipos y sistemas como también las precipitaciones atmosféricas.
Los líquidos recuperables (petróleo) se acumulan en una cámara y son recuperados por medio de la bomba.

4.5. BATERIA 210
La Batería 210 recolecta y bombea la producción multifásica liquido-gas de los pozos mencionados en el programa de ensayos. Estos pozos están distribuidos en los Manifolds de Batería (MB-01 y MB-02) y un manifold de campo: MC-01-210

a. Facilidades de Entrada:
En el Manifold de Batería (MB-01) Ingresan 08 líneas de pozos más la línea de totales del MC-01-210. Uno de estos pozos según el programa de ensayos se dirige por la línea de prueba del MB-01 e ingresa al separador de prueba (SEI-001).
En el MB-02 ingresan 05 líneas de pozos más la línea de prueba del MC-01-210 que tiene 05 pozos conectados, en total son 10 pozos. Y uno de estos pozos según el Programa de Ensayos Ingresa a través de la línea de prueba del MB-01 al separador de prueba SEI-002. Los pozos están distribuidos a manera de optimizar la capacidad de control de cada tren de separación.
La producción de los pozos que están a totales se unifica en el colector de totales MB-01 y MB-02. En este colector de totales se suman la producción de totales de los manifolds de campo MC-01-210. Y así pasa al separador de totales SEI-042 donde se separa la mezcla liquido - gas.

b. Facilidades de Producción:
La producción que se recolecta en el colector de totales ingresa al separador de totales SEI-042, con la finalidad de separar la mezcla liquido-gas a las condiciones de operación de la batería.
Posteriormente los líquidos son enviados al Tanque lavador TK-109 (Gun Barrel), donde se separa el crudo y el agua por diferencia de densidades.
El gas proveniente del separador de totales (SEI-042) sale por la parte superior y

es direccionado a un colector de gas que también reúne la producción de gas de los separadores de prueba y en conjunto el gas se envía hacia el Scrubber SEI-034.
Una vez en el Scrubber SEI-034, se separan los posibles arrastres de líquidos provenientes del separador de totales y los separadores de control: El gas a la salida del scrubber es dirigido hacia:
- Gas combustible.
- Gas al Flare. (Se activará en caso de realizarse algún mantenimiento programado al compresor)
- Estación de compresores EC-210.

c. Facilidades de Control:
La batería 210 cuenta con 2 separadores de prueba SEI-001, SEI-002 donde se logra separar la mezcla líquido-gas de los pozos alineados a control.
Los líquidos que provienen del separador de control SEI-001 son enviados a unos de estos tanques de prueba TK-104, TK-29.
Los líquidos provienen del separador SEI-002 son enviados al tanque de prueba TK-29.

d. Facilidades de Almacenamiento y Bombeo:
Los líquidos provenientes del Gun barrel TK-109, donde se realiza la separación de petróleo y agua por diferencia de densidades, el crudo descarga por la parte superior del tanque y se dirige hacia el TK-83 y en simultáneo el agua al TK-107. Son enviados a los tanques de totales TK-83, de 200 barriles. Los que provienen de los separadores de pruebas son enviados a los tanques TK-104, TK-29, TK-83.
En estos tanques es donde se efectúa las mediciones para determinar los volúmenes recibidos o transferidos y realizar los drenajes correspondientes.
La salida de los tanques de almacenamiento está conectada a una línea principal de succión de la bomba de transferencia con COD. 84101, para ser transferidos hacia la Estación de Bombeo 210.

e. Facilidades de Venteo Operativo:
En la Batería 210 no se ventea gas, ya que se tiene un sistema de compresión. La capacidad de compresión es mayor a la producción de gas de la batería. Este se activará en caso de realizarse algún mantenimiento programado a los compresores.

f. Facilidades de Drenaje:
Consiste en líneas que reciben los drenajes del Gun Barrel y tanques; los cuales convergen a una línea colectora de drenajes, que a su vez descarga en la Poza API.
La Poza API recibe todos los drenajes con posibles residuos oleosos de los equipos y sistemas como también las precipitaciones atmosféricas. Los líquidos recuperables (petróleo) se acumulan en una cámara y son recuperados por medo de la bomba.

4.6. BATERIA 211
La Batería 211 recolecta y bombea la producción multifásica líquido-gas de los pozos mencionados en el programa de ensayos. Estos pozos están distribuidos en los

Manifolds de Batería (MB-01 y MB-02) y los manifold de campo: MC-01-211, MC-02-211, MC-03-211.

a. Facilidades de Entrada:
En el Manifold de Batería (MB-01) ingresan 03 líneas de pozos *la línea de pruebas del MC 02-211 que tiene conectado 06 pozos, más la línea de prueba MC-03-211 que tiene conectado 04 pozos, en total 13 pozos. Uno de estos pozos según el programa de ensayos se dirige por la línea de prueba del MB-01 e ingresa al separador de prueba (SEI-038).
En el Manifold de Batería (MB-02) ingresan 06 líneas de pozos. Uno de estos pozos según programa de ensayos es enviado a través de la línea de prueba del MB-02 hacia el separador de prueba SEI-037.
En el manifold de campo 01 (MC-01-211) ingresan 08 líneas de pozos (Los pozos 5054 y 5056 ingresan por la misma línea de flujo al MC-01-211). A través de la línea de prueba del MC-01-211, uno de los pozos según Programa de Ensayos es direccionado hacia el separador de prueba (SEI-055). Los pozos están distribuidos a manera de optimizar la capacidad de control de cada tren de separación.
La producción de los pozos que están a totales se unifica en el colector de totales MB-01 y MB 02. En este colector de totales se suman la producción de totales de los manifolds de campo MC-01-211, MC-02-211 y MC-03-211. Y así pasa al separador de totales SEI-036 donde se separa la mezcla líquido-gas.

b. Facilidades de Producción:
La producción que se recolecta en el colector de totales ingresa al separador de totales SEI-036, con la finalidad de separar la mezcla liquido-gas a las condiciones de operación de la batería.
El gas proveniente del separador de totales (SEI-036) sale por la parte superior y es direccionado a un equipo recuperador de líquidos Scrubber (SEI-020). Una vez en el Scrubber de gas SEI-020, se separan los posibles arrastres de líquidos proveniente del separador de totales y los separadores de control. Los líquidos que se separan en el scrubber son enviados según nivel en el visor por la línea de drenaje hacia el tanque operativo NL-504.
El gas a la salida del scrubber es direccionado hacia 4 puntos:
- Estación de Compresión.
- Gas al Flare. (Este se activará en caso de realizarse algún mantenimiento programado a los compresores).
- Gas Combustible. Antes ingresa por un separador que retiene los líquidos recuperables (SEI-021).
- Gas a Instrumentos. (Para transferidor y gas para el pacto de Flare).

c. Facilidades de Control:
La batería 211 cuenta con 3 separadores de control SEI-037, SEI-038, SEI-055, donde se logra separar la mezcla liquido-gas de los pazos alineados a control.
Los líquidos que provienen del separador de prueba SEI-037, son enviados al tanque de prueba TK-102, TK-72. Los líquidos provienen del separador SEI-038 son enviados al tanque de prueba TK-72, TK-108, y los líquidos provienen del separador SEI-055 son dirigidos al tanque de prueba TK-72, TK-108. (Se tiene la flexibilidad para decidir a qué tanque enviar la producción)

d. Facilidades de Almacenamiento y Bombeo:

Los líquidos provenientes del separador de totales son enviados al tanque de totales TK-504.
Los que provienen de los separadores son enviados a los tanques TK-102, TK-108, TK-72.
En estos tanques es donde se efectúa las mediciones para determinar los volúmenes recibidos o transferidos y realizar los drenajes correspondientes.
La salida de los tanques de almacenamiento está conectada a una línea principal de succión de la bomba de transferencia, para ser transferidos hacia la Estación de Bombeo 210.

e. Facilidades de Venteo Operativo:
La Batería 211 cuenta con un sistema de compresión para evitar el venteo de gas, en caso de que ocurra alguna falla mecánica o se realice un mantenimiento programado en el compresor, se adiva el quemador de la batería.

f. Facilidades de Drenaje:
Consiste en líneas que reciben los drenajes de tanques; los cuales convergen a una línea colectora de drenajes, que a su vez descarga en la Poza API.
Los líquidos recuperables (petróleo) se acumulan en una cámara y son recuperados por medio de la bomba. Los drenajes de la bomba son enviados hacia su cámara de recuperación. Los fluidos son recuperados por medio de la bomba de transferencia.

4.7. BATERIA 212
La Batería 212 recolecta y bombea la producción multifásica líquido-gas de los pazos mencionados en el programa de ensayos. Estos pozos están distribuidos en el MC-01, MB-01 y MB-02.

a. Facilidades de entrada:
La mezcla multifásica líquido-gas proveniente de los pozos ingresan a 2 manifolds de batería MB-01 y MB-02 a las condiciones de operación de la batería.
Los pozos están distribuidos en los manifolds de batería de manera de optimizar la capacidad de control de cada tren de separación.
La producción total se unifica en el colector de totales MB-01, MB-02 y la línea de totales del MC-01-211 (interconectados entre sí) para pasar al separador de totales SEI-012 donde se separa la mezcla líquido-gas.
De los colectores de prueba de manifolds de batería MB-01, MB-02 salen las líneas de prueba que conectan en los separadores SEI-064, SEI-058 respectivamente.

b. Facilidades de Producción:
La producción que se recolecta en el colector de totales ingresa al separador de totales SEI-012, con la finalidad de separar la mezcla liquido-gas a las condiciones de operación de la batería.
Posteriormente los líquidos son enviados al Tanque de totales TK-105, donde se realiza las mediciones para determinar volúmenes de producción.
El gas proveniente del separador de totales (SEI-012) sale por la parte superior y es direccionado a un equipo recuperador de líquidos Scrubber (SEI-060). Una vez en el Scrubber de gas SEI-060, se separan los posibles arrastres de líquidos proveniente del separador de totales y los separadores de control. Los líquidos

que se separan en el scrubber son enviados por control de nivel del recipiente hacia el TK-105. El gas a la salida del scrubber es direccionado hacia 4 puntos:
- Estación de Compresión. -Gas al Flare.
- Gas Combustible.
- Gas a Instrumentos. (Piloto del Flare).

c. Facilidades de Control:
La batería 212 cuenta con 2 separadores de pruebas SEI-064, SEI-058, donde se logra separar la mezcla liquido-gas de los pozos alineados a control.
Los líquidos que provienen del separador de prueba SEI-064, son enviados al tanque de prueba TK-01. Los líquidos provienen del separador SEI-058 son enviados al tanque de prueba TK-116. (Se tiene la flexibilidad para decidir a qué tanque enviar la producción)

d. Facilidades de Almacenamiento y Bombeo:
Los líquidos provenientes del Separador de Totales son enviados al tanque de totales TK-105.
Los que provienen de los separadores son enviados a los tanques TK-01 y TK-116. Se tiene la flexibilidad para decidir a qué tanque enviar la producción.
En estos tanques es donde se efectúa las mediciones para determinar los volúmenes recibidos o transferidos y realizar los drenajes correspondientes.
La salida de los tanques de almacenamiento está conectada a una línea principal de succión de la bomba de transferencia, para ser transferidos hacia la Estación de Bombeo 210.

e. Facilidades de Venteo Operativo:
La Batería 212 cuenta con un sistema de compresión para evitar el venteo de gas, en caso de que ocurra alguna falla mecánica en el compresor, se activa el quemador de la batería.

f. Facilidades de Drenaje:
La Batería 212 no cuenta con sistema de drenaje de agua. Los drenajes de la bomba son recolectados en una cámara y se recuperan por medio de la bomba de transferencia.

Anexo 4

Memoria Descriptiva de la PIA

EXPLORACION & PRODUCCION

MEMORIA DESCRIPTIVA PROCESO DE INYECCION DE AGUA

LOTE I

Todos los derechos reservados. Este documento fue preparado únicamente para el uso interno de las instalaciones de PETROPERU. Es la obligación del usuario cumplir con todas las leyes y regulaciones aplicables.

INDICE

1. OPERACIÓN ACTUAL

2. ESPECIFICACIONES TECNICAS

1. OPERACIÓN ACTUAL

En el proceso actual se tiene que toda la producción del campo (petróleo + agua), ingresa a la Estación de Bombeo 210, donde se realiza la separación del agua libre, que pasa al tanque 107 de 500 Bls de capacidad ubicada dentro de la batería de producción 210, de igual forma este tanque, recibe el agua de las baterías y los drenajes del resto de equipos del proceso. Posteriormente el agua es desplazada mediante una bomba hacia la Planta de Inyección de Agua (PIA)

La PIA, recibe el agua en el tanque 123 el cual pasa por un filtro de recolección, posterior, el agua filtrada pasa al tanque 93, donde se agrega por batch biocida, inhibidor de incrustación, inhibidor de corrosión y secuestrante de oxígeno y desde el cual, por gravedad, se inyecta toda el agua de producción al pozo inyector 5096, previo a ello se agrega clarificador mediante inyección continua en la línea antes de la disposición final.

El bombeo de agua de inyección hacia el pozo inyector, pozo disposal, se realiza en forma diaria, de acuerdo a la acumulación de agua en el tanque de PIA, para lo cual se cuenta con una bomba de transferencia, del tipo reciprocante, con motor a gas.

La PIA cuenta con una capacidad de procesamiento de 960 BWPD.

2. ESPECIFICACIONES TECNICAS

Especificaciones técnicas de los Tanques:

Lote	Pertenece a	Nombre / Número	Capacidad Bls	Tipo de Tanque	Altura (in)	Diámetro (in)	Descripción
Lote I	Planta de inyección deagua PIA Lote I	93	200	Almacenamiento	116	144	Capacidad de 200 Bls, altura: 116", diámetro: 144". Almacena agua de formación que se inyecta a pozo disposal.
Lote I	Planta de inyección de agua PIA Lote I	123	500	Almacenamiento	229	228	Capacidad de 500 Bls, altura: 229", diámetro: 228". Almacena agua de formación que se inyecta a pozo disposal.

La capacidad indicada es nominal.

Especificaciones técnicas de la Bomba de Inyección:

Lote	Pertenece a	Tipo de Instalación	Nombre de Serie	Capacidad BPD	Rate de Bombeo BPH	Presión de Descarga psi	Descripción
Lote I	Planta de Inyección deAgua - PIA	Bomba de Inyección	000-8390	2400	200	1000	Bomba Reciprocante Gardner Denver FX 172

Especificaciones técnicas de la Bomba de Inyección de Química:

SISTEMA INYECCION DE QUIMICOS

Bomba de Inyección, conformado de los siguientes elementos:

- Bomba Texsteam Serie 3700 con plunger de 3/8"
- Máxima presión: 1000 psi

Diagrama de flujo de proceso actual

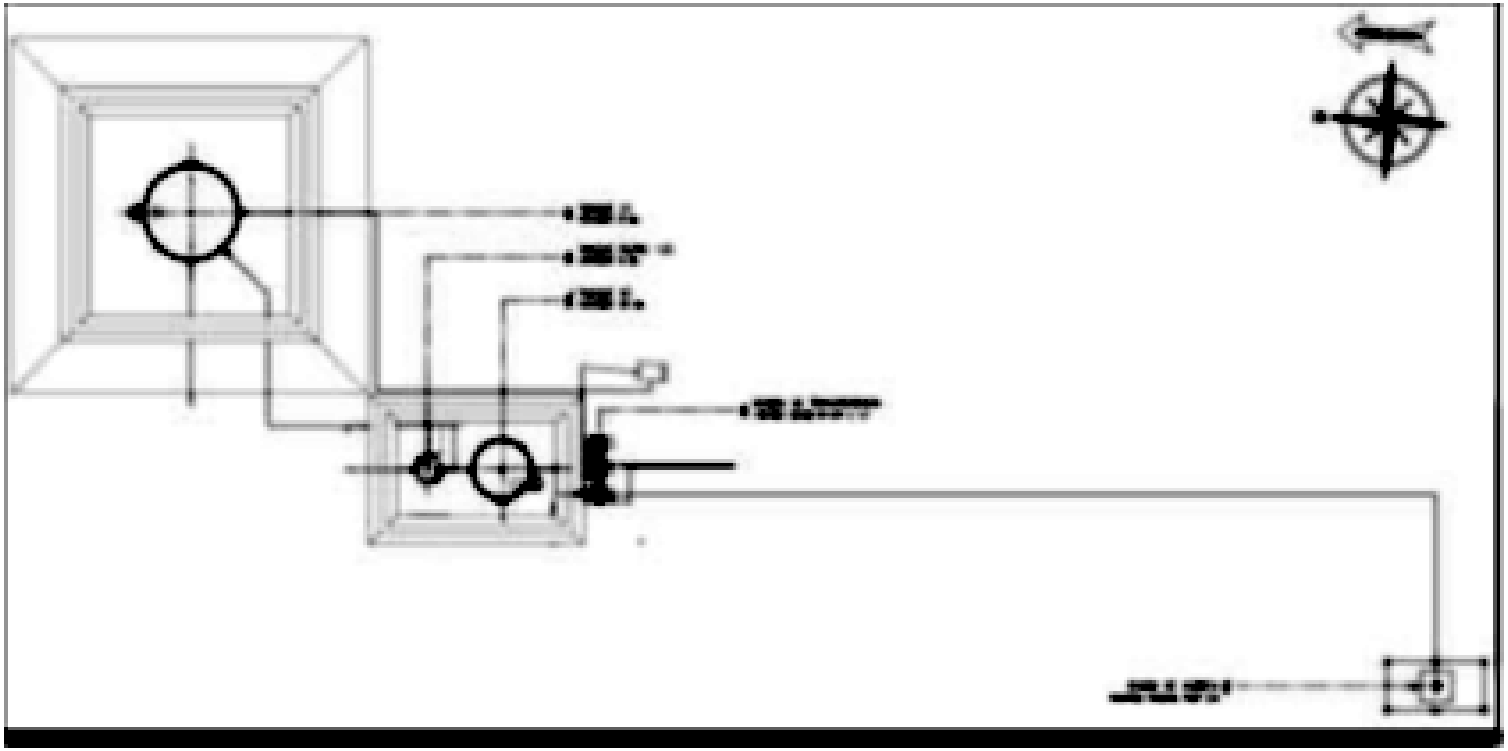


Imagen: PIA Lote I

Anexo 5

Diagrama de Flujo de Proceso (PFD) de la PIA

DIAGRAMA PFD

ACTUALIZACIÓN ESTUDIO DE RIESGOS DE SEGURIDAD - LOTE I

4200086080-PIA-PRO-PFD-001

Ingeniería y Construcción

Petroperú

NOMBRE DEL CLIENTE:	NOMBRE DEL PROYECTO:
PETROPERU	ACTUALIZACIÓN ESTUDIO DE RIESGOS DE SEGURIDAD - LOTE I

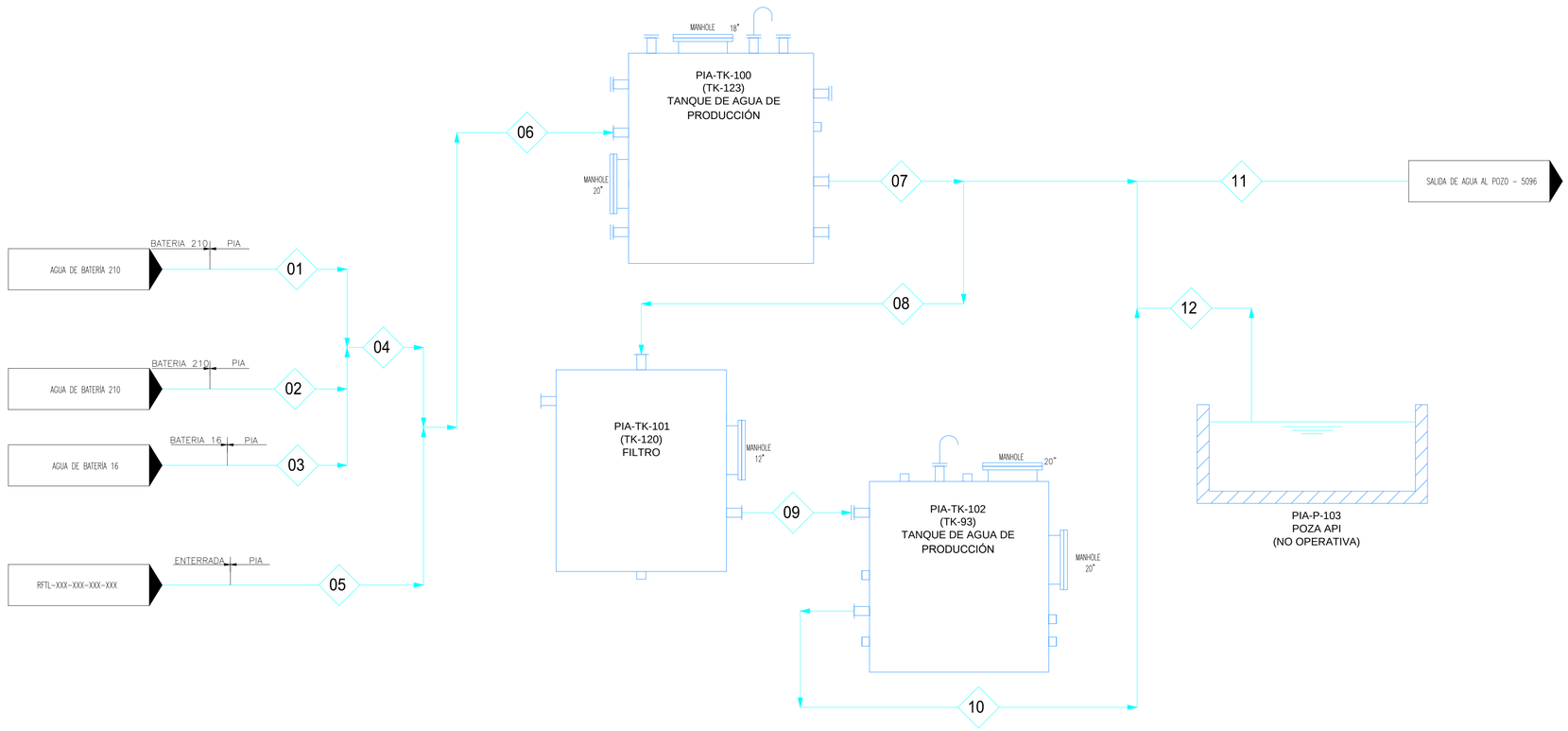
TITULO	PROYECTO N°	CODIGO DE DOCUMENTO:	REV.
DIAGRAMA PFD	22200P	4200086080-PIA-PRO-PFD-001	0

JEFATURA DE OPERACIONES LOTE I

DIAGRAMA PFD

PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA ZONA LOTE I

REV.	FECHA DE EMISIÓN.	DESCRIPCIÓN.	PREPARADO	VERIFICADO	APROBADO	OBSERVACIONES.
A	09-11-2022	EMITIDO PARA APROBACIÓN	K. SEMINARIO	L. GUTIERREZ	L. GUTIERREZ	-
0	16-11-2022	EMITIDO PARA APROBACIÓN	K. SEMINARIO	L. GUTIERREZ	L. GUTIERREZ	-



DATOS	UNIDADES	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12
FLUIDO		AGUA	AGUA	AGUA	AGUA	AGUA	AGUA	AGUA	AGUA	AGUA	AGUA	AGUA	AGUA
CAUDAL NORMAL	BOPD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BWPD	32	32	38	102	50	152	152	76	76	76	152	0
	MMSCFD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRESION MAX.	PSIG	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM
PRESION MIN.	PSIG	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM	ATM
TEMPERATURA	°F	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
DIAMETRO	PULGADAS	2" SCH40	2" SCH40	2" SCH40	3" SCH40	2" SCH40	3" SCH40	3" SCH40	3" SCH40	3" SCH40	3" SCH40	2" SCH40	2" SCH40

REFERENCIAS

REF.	NUMERO DE PLANO	DESCRIPCION(REFERENCIA)
1	4200086080-PIA-PRO-LAY-002	PLANO LAYOUT DE TUBERIAS GENERAL
2	4200086080-PIA-PRO-LAY-001	PLANO LAYOUT DE UBICACIÓN DE EQUIPOS
3	4200086080-PIA-PRO-PID-001	DIAGRAMA DE P&ID

LISTADO DE EQUIPOS

PIA-TK-100(TK-123)
TANQUE DE AGUA DE PRODUCCIÓN
CAP :510.36 bls
ALTURA :19 '
Ø CUERPO :19.1 '

PIA-TK-101(TK-120)
FILTRO
CAP :30 bls
ALTURA :7'
Ø CUERPO :5'

PIA-TK-102(TK-93)
TANQUE DE AGUA DE PRODUCCIÓN
CAP :190 bls
ALTURA :116 "
Ø CUERPO :12 '

PIA-AGC-104
ACUMULADOR DE COMBUSTIBLE
ALTURA :40"
Ø CUERPO :10"
(NO OPERATIVO)

PIA-P-103
POZA API
LARGO :40"
ANCHO :20"
(NO OPERATIVA)

NOTAS

1. EL SISTEMA DE GAS ALIVIO Y DESPRESURIZACION ES UN SISTEMA NO CONTINUO.
2. PARA EL SISTEMA DE GAS ALIVIO Y DESPRESURIZACION ESTA CONSIDERADO EL ESCENARIO MAS CRITICO OPERANDO TODAS LAS VALVULAS DE SEGURIDAD.
3. LA EVALUACIÓN DEL PROCESO ESTA CONSIDERADO DE ACUERDO A LAS INSTALACIONES EXISTENTES DEL LOTE I EN EL PERIODO OCTUBRE 2022.

LEYENDA

LINEA DE PRODUCCIÓN
LINEA DE CRUDO
LINEA DE GAS DE ALTA
LINEA DE GAS DE BAJA
LINEA DE GAS DE INYECCION
LINEA DE GAS DE INSTRUMENTOS
LINEA DE GAS DE ALIVIOS
LINEA DE DRENAJES/CONDENSADOS
LINEA DE AGUA
LINEA DE AIRE
EQUIPOS EXISTENTE
EQUIPOS NUEVOS

DESCRIPCIÓN DE TAG DE EQUIPOS
XXX-XXX-XXX
NUMERACION EQUIPO
TAG EQUIPO
NOMBRE PROYECTO

EMITIDO:

APROBADO:

REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	DISEÑADO	ELAB.	REV.	APROB.
0	16-11-2022	EMITIDO PARA APROBACIÓN	K.S	J.M	L.G	L.G
A	09-11-2022	EMITIDO PARA APROBACIÓN	K.S	J.M	L.G	L.G

PROPIETARIO:
Petroperú

Ingeniería y Construcción

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESOS PFD
PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA
ACTUALIZACIÓN ESTUDIO DE RIESGOS DE SEGURIDAD - LOTE I

Escala:	N° de Plano:	Revisión:
N/E	4200086080-PIA-PRO-PFD-001	0

ESTE DOCUMENTO ES CONFIDENCIAL Y PROPIEDAD INTELECTUAL DE PETROPERÚ, EXCEPTO PERMISO ESCRITO, NO SERA REPRODUCIDO, COPIADO, PRESTADO O USADO DIRECTA O INDIRECTAMENTE PARA EL CUAL FUE ESPECIFICAMENTE PREPARADO. TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS

Anexo 6

Informe de Recarga Hídrica

ESTUDIO DE RECARGA HIDRICA DEL LOTE I

Setiembre 2023

Preparado por

BIO GEA

INDICE

1. GENERALIDADES 1-3
1.1. Introducción 1-3
1.2. Objetivos 1-3
1.2.1. Objetivo General 1-3
1.2.2. Objetivos Específicos 1-3
2. RECOPILACION Y REVISION DE INFOMACION BASICA 2-4
2.1 Información Cartográfica 2-4
2.2 Estudios de ZEE 2-4
2.3 Mapa de Pendientes 2-5
2.4 Información Meteorológica 2-5
2.5 Integración y Análisis de Datos 2-6
3. DESCRIPCION DEL AREA DE ESTUDIO 3-10
3.1 Ubicación Política 3-10
3.2 Ubicación Hidrográfica 3-10
4. METODOLOGIA 4-11
4.1 Método de Balance Hídrico 4-11
4.2 Método de Schosinsky y Losilla 4-12
5. RESULTADOS 5-15
5.1 Resultados de la Recarga hídrica por el Método Balance Hídrico 5-15
5.1 Resultados de la Recarga Potencial Hídrica por Método de Schonsinky 5-21
6. CONCLUSIONES 6-23
7. ANEXOS Y MAPAS 7-24

Lista de Cuadros

Cuadro 1. Tipos de suelo 2-4
Cuadro 2. Rangos de Pendiente (%) 2-5
Cuadro 3. Métricas de la estación meteorológica 2-5
Cuadro 4. Características de las estaciones meteorológicas 2-7
Cuadro 5. Precipitación Promedio mensual – multianual (mm) 2-8
Cuadro 6. Temperatura Promedio mensual – multianual 2-9

Lista de Figura

Figura 1. Longitud de registros de parámetros climáticos 2-7
Figura 2. Recarga Potencial Hídrica de Sub cuenca 139119 5-21
Figura 3. Recarga Potencial Hídrica de Sub cuenca Acholado 5-22

Lista de Gráfica

Gráfico 1. Correlación de la PP (Precipitación) en el mes de enero 2-8
Gráfico 2. Temperatura T° máx, T° min y T° med 2-9

Lista de Tablas

Tabla 1. Precipitación promedio mensual-multianual 5-15
Tabla 2. Curva Numero..... 5-15
Tabla 3. Coeficiente de Vegetal 5-16
Tabla 4. Escorrentía..... 5-16
Tabla 5. Recarga a través del Balance Hídrico Sub cuenca 139119..... 5-18
Tabla 6. Recarga a través del Balance Hídrico Sub cuenca Acholado..... 5-19

ANEXOS

Anexo A - Validación de la precipitación “pisco” con la estación la esperanza
Anexo B - Precipitación promedio mensual de las sub cuencas principales
Anexo C - Temperatura máxima y mínima
Anexo D - Calculo de la evapotranspiración método de Penman modificado.

MAPAS

Mapa HI-1: Mapa de Pendientes de la Subcuenca 139119
Mapa HI-2: Mapa de Pendientes de la Subcuenca Acholado
Mapa HI-3: Mapa de Isoyetas de la Subcuenca 139119
Mapa HI-4: Mapa de Isoyetas de la Subcuenca Acholado

RECARGA HIDRICA LOTE I

1. GENERALIDADES

1.1. Introducción

El presente informe se centra en la evaluación de la recarga hídrica en las principales subcuencas que ejercen una influencia directa sobre el Lote I, utilizando una metodología de balance hídrico integral. Este enfoque se fundamenta en la interacción dinámica de varios componentes hidrológicos que son cruciales para entender y cuantificar el proceso de recarga hídrica en la región.

La evaluación inicia con un análisis de la precipitación que incide sobre toda el área de influencia directa, específicamente en las subcuencas 139119 y Acholado. Este análisis es importante, ya que la precipitación actúa como el principal impulsor de la recarga, infiltrándose en el suelo y contribuyendo al almacenamiento de agua subterránea.

Para calcular la cantidad de agua que se pierde a través de la evapotranspiración, se emplea el método de Penman modificado, una técnica ampliamente reconocida por su capacidad para integrar variables climáticas clave, como la temperatura y la humedad relativa, proporcionando así estimaciones precisas de las pérdidas de agua por evapotranspiración.

Adicionalmente, se calcula el Coeficiente de Escorrentía utilizando el Método de Curva Número del SCS (Servicio de Conservación de Suelos), una herramienta confiable que permite estimar la cantidad de escorrentía generada a partir de eventos de precipitación, teniendo en cuenta las características intrínsecas del suelo y la cobertura del terreno.

Finalmente, a partir de los datos recopilados y los resultados derivados de los métodos aplicados, se procede a determinar la recarga hídrica en las subcuencas que ocupara el área de estudio. Este proceso implica analizar el almacenamiento de agua en el acuífero, permitiendo así una comprensión profunda de la dinámica de la recarga hídrica y su influencia en el equilibrio hídrico de la zona.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

- Determinar de la recarga hídrica de las subcuencas 139119 y Acholado, que tienen una influencia directa en el Lote I, utilizando métodos reconocidos en el campo de la hidrología.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Caracterizar la Precipitación en las Áreas de Estudio
- Estimar la Evapotranspiración Utilizando el Método de Penman Modificado
- Determinar el Coeficiente de Escorrentía Mediante el Método de Curva Número del SCS.

2. RECOPILACION Y REVISION DE INFOMACION BASICA

En la fase inicial del estudio, se llevó a cabo una recopilación y revisión crítica de la información básica disponible, que es fundamental para el desarrollo del análisis de recarga hídrica. Los datos recopilados incluyen información cartográfica, estudios de Zonificación Ecológica Económica (ZEE) y registros hidrometeorológicos pertinentes. A continuación, se describen los detalles de cada tipo de información recopilada:

2.1 Información Cartográfica

Para obtener una comprensión detallada de la topografía y las características geográficas de las áreas de estudio, se utilizó el Modelo Digital de Elevación Global (ASTER GDEM[1]). Este modelo, elaborado a partir de imágenes ASTER, proporciona datos con una resolución espacial de 30 m, permitiendo una representación precisa del terreno. Los datos derivados de este modelo serán cruciales para analizar aspectos como la dirección y velocidad del flujo de agua, y para identificar áreas potenciales de recarga hídrica.

2.2 Estudios de ZEE

Para el desarrollo del presente informe se utilizó información basada en el estudio ZEE de la región de Piura (MINAM, 2015), a partir del cual, se analizó los tipos de suelo en la Sub cuenca 139119 y Subcuenca Acholado y su cubertura vegetal. En el cuadro 2.2-1 se observa los diferentes Tipos de Suelo en las zonas de estudio.

El análisis de la recarga hídrica también implicó una revisión de los estudios de Zonificación Ecológica Económica (ZEE) disponibles para la región de Piura, específicamente el informe publicado por MINAM en 2015. Este estudio proporciona información sobre los tipos de suelo presentes en las subcuencas 139119 y Acholado, así como detalles sobre la cubierta vegetal existente en estas áreas. En el Cuadro 1, se presenta los diferentes tipos de suelo encontrados en las zonas de estudio.

Cuadro 1. Tipos de suelo

Tipo de suelo	Subcuenca 139119	Subcuenca Acholado
Aridisol	x	x
Entisols	x	x
Entisols – Miscelaneo Pozos		x
Entisols – Miscelaneo Roca		x
Estuario	x	
Miscelaneo Roca - Entisols	x	
Centro Poblado	x	x

Fuente: ZEE-Piura

La clasificación de cobertura vegetal está basada en el Mapa Nacional de Cobertura Vegetal (MINAM, 2015), a partir del cual, se obtuvo los diferentes tipos de coberturas en la Sub cuenca 139119 y Subcuenca Acholado. Registrándose en la Sub cuenca 139119 bosque seco tipo sabana, desierto costero y área urbana; para Sub cuenca Acholado se registran coberturas de Bosque seco de piedemonte, bosque seco tipo sabana, desierto costero y área urbana.

[1] Google Earth Enginee (GEE)

2.3 Mapa de Pendientes

La evaluación de las pendientes del terreno constituye un aspecto crucial en el análisis hidrológico, ya que influye directamente en el patrón de escorrentía y en la capacidad de infiltración del suelo. En este estudio, la clasificación de las pendientes se ha basado en el cuadro de clasificación de pendientes propuesto por Shosinky y Losilla (2000), que categoriza las pendientes en varios rangos, desde "Muy Plana" hasta "Fuerte", como se muestra en el Cuadro 2. Esta clasificación facilitará la identificación de áreas propensas a una mayor o menor recarga hídrica. Los detalles de las pendientes en las subcuencas estudiadas se visualizan en los Mapas HI-01 y HI-02, proporcionando una representación gráfica clara de las variaciones topográficas en estas áreas.

Cuadro 2. Rangos de Pendiente (%)

Pendiente	Pendiente (%)
Muy Plana	0.02-0.06
Plana	0.3-0.4
Algo Plana	1-2
Promedio	2-7
Fuerte	>7

Fuente: Shosinky y Losilla (2000)

2.4 Información Meteorológica

La información meteorológica constituye una base fundamental para el análisis hidrológico, ya que permite evaluar las condiciones climáticas que influyen en los procesos de recarga hídrica. En este estudio, se recopilaron y utilizaron datos meteorológicos de la estación La Esperanza, que es la estación más cercana a la zona de estudio. Estos datos incluyen registros de precipitación, temperatura y humedad relativa, que son vitales para evaluar componentes como la evapotranspiración.

Adicionalmente, se incorporaron datos del proyecto PISCO, que fueron recopilados a través de la descarga libre de datos meteorológicos de la página web oficial del SENAMHI. Esta integración de datos permitirá una evaluación más precisa y detallada de las condiciones climáticas en la zona de estudio.

En el Cuadro 3, se presentan detalles específicos sobre las métricas de la estación meteorológica, las características principales de la estación (incluyendo tipo, ubicación, parámetros registrados y periodo de registro) y la longitud del registro histórico disponible para los parámetros climáticos respectivamente. Estos datos serán cruciales para calibrar y validar los modelos hidrológicos utilizados en este estudio.

Cuadro 3. Métricas de la estación meteorológica

Estadística	Resultado
Media Observada	3.33
Media PISCO	7.26
Bias	3.93
Desv Est Observada	3.51
Desv. Est. PISCO	7.64
RMSE	4.14
R	0.65

Fuente: BIOGEA,2023

2.5 Integración y Análisis de Datos

Todos los datos recopilados serán integrados y analizados utilizando herramientas de Sistemas de Información Geográfica (SIG) y software especializado en hidrología. Este análisis permitirá desarrollar un modelo de la dinámica de la recarga hídrica en las subcuencas en estudio.

Cuadro 4. Características de las estaciones meteorológicas

Estación	Tipo	Ubicación Política			Ubicación Geográfica		Altitud (m.s.n.m)	Parámetro meteorológico	SI / NO	Periodo de registro
		Distrito	Provincia	Departamento	Latitud	Longitud				
LA ESPERANZA	Climática principal	Colan	Paita	Piura	4° 55´ 16.09" "S"	81° 3´ 34.89" "W"	7	Precipitación	SI	1981-2022
								Temperatura máxima	SI	1981-2022
								Temperatura mínima	SI	1981-2022
								Humedad relativa	SI	2005-2022

Fuente: BIOGEA,2023

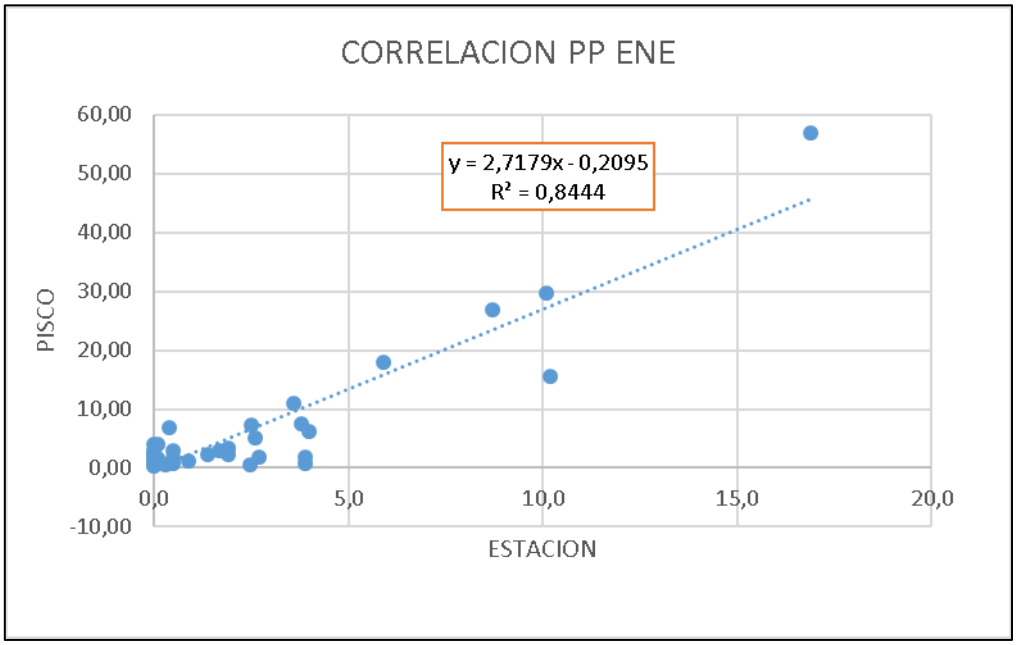
Figura 1. Longitud de registros de parámetros climáticos

Estación	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total Años
La Esperanza	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	42
	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	42
	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	42
																									H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	18

Precipitación Temperatura máxima Temperatura mínima Humedad relativa

Fuente: BIOGEA,2023

Gráfico 1. Correlación de la PP (Precipitación) en el mes de enero



Fuente: BIOGEA,2023

Cuadro 5. Precipitación Promedio mensual – multianual (mm)

ZONA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Subcuenca 139119	8,81	18,87	37,48	22,22	1,77	0,88	1,05	0,81	0,80	0,76	0,86	9,16	103,47
Subcuenca Acholado	7,49	21,07	34,27	17,35	1,61	0,61	0,79	0,71	0,64	0,62	0,81	8,24	94,21

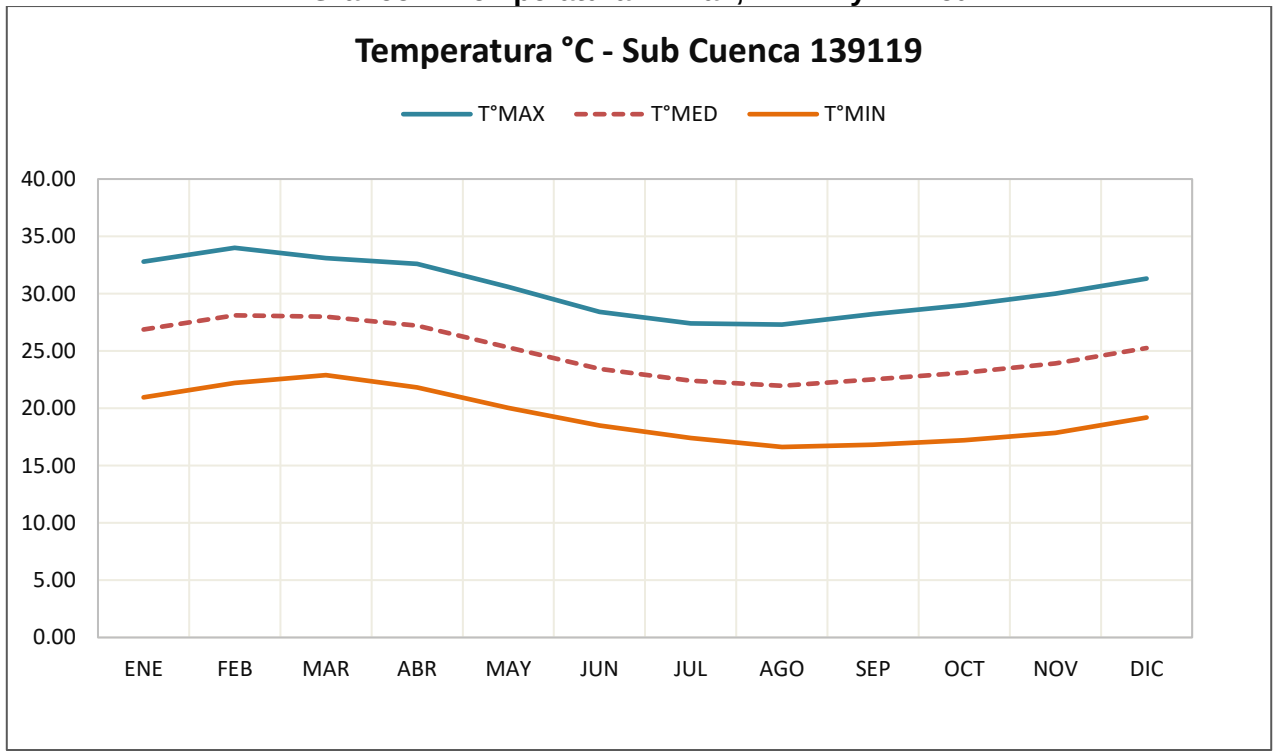
Fuente: SENAHMI

Cuadro 6. Temperatura Promedio mensual – multianual

ZONA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Subcuenca 139119	26,875	28,105	27,995	27,205	25,315	23,450	22,400	21,960	22,510	23,100	23,925	25,250	24,841
Subcuenca Acholado	26,620	27,960	27,690	26,840	24,945	23,195	22,115	21,680	22,210	22,845	23,550	24,860	24,543

Fuente: SENAHMI

Gráfico 2. Temperatura T° máx, T° min y T° med



Fuente: SENAHMI

3. DESCRIPCION DEL AREA DE ESTUDIO

El área de estudio, conocida como Lote I, se sitúa en la región occidental de Piura, una zona ubicada en el noroeste de la República del Perú. Esta sección proporciona una descripción detallada de la ubicación política e hidrográfica del área de estudio, destacando sus características geográficas y su importancia en el contexto regional.

3.1 Ubicación Política

Desde una perspectiva política, el Lote I se encuentra en la región norte de Perú, específicamente en la Región Piura. Esta área se extiende principalmente dentro de la provincia de Talara, abarcando los distritos de Pariñas y La Brea.

3.2 Ubicación Hidrográfica

En términos hidrográficos, el Lote I está situado en la vertiente del Pacífico, en la parte norte del territorio peruano. Esta área engloba dos regiones hidrográficas significativas: la Subcuenca 139119 y la Subcuenca Acholado, cada una con características hidrológicas distintas que influyen en la dinámica de la recarga hídrica en la región.

La Subcuenca 139119 está delimitada por:

- Norte: Subcuenca Medio Bajo Pariñas
- Este: Subcuenca Acholado
- Sur y Oeste: Océano Pacífico

Esta subcuenca se caracteriza por su proximidad al Océano Pacífico, lo que influye en su clima y en los patrones de precipitación en la región.

Por otro lado, la Subcuenca Acholado está delimitada por:

- Norte: Subcuenca Medio Bajo Pariñas
- Sur: Subcuenca 139113
- Este: Subcuenca Ancha
- Oeste: Subcuenca 139119

Esta subcuenca, con una diversidad de características geográficas, juega un papel crucial en la regulación del flujo hídrico en la región.

4. METODOLOGIA

El objetivo principal de este estudio es determinar la recarga hídrica directa del acuífero en la zona del Lote I, que está significativamente influenciada por dos unidades de cuencas principales: la Subcuenca 139119 y la Subcuenca Acholado. Para determinar influencia hídrica, hemos seleccionado el método del Balance Hídrico, una técnica ampliamente reconocida por su eficacia en la determinación de la influencia hídrica en regiones específicas. A continuación, se detalla la metodología adoptada:

4.1 Método de Balance Hídrico

El método de balance hídrico es una herramienta vital para determinar la recarga hídrica en la zona de estudio. Este método requiere la evaluación de varias variables que dependen directamente de la precipitación, incluyendo la escorrentía, la evapotranspiración y el balance hídrico neto. La ecuación general para el balance hídrico se puede expresar como:

$$Pp - ETP - Esc - DW \text{ .....} 1$$

Donde:
Pp : Precipitación (mm)
Esc: Escorrentía
ETP: Evapotranspiración (mm)
DW : Variación de almacenamiento (mm)

Determinación de Variables

- Precipitación (Pp): La precipitación se determina en las dos subcuencas principales: Subcuenca 139119 y subcuenca Acholado, utilizando datos del proyecto "Pisco".

- Evapotranspiración (ETP): Se calcula utilizando el método de Penman Modificado, una técnica que integra varios parámetros climáticos para estimar la pérdida de agua por evapotranspiración.

La determinación de la Escorrentía Superficial se Expresa de la siguiente forma:

$$Esc = \frac{(P-Po)^2}{(P-Po+S)} \text{ .....} 2$$

Donde:
P : Precipitación (mm).
Po : Cantidad inicial de precipitación “Po”, abstracción inicial antes del encharcamiento, para la cual no se producirá escorrentía. El umbral de escorrentía P0 se atribuye a la interceptación, infiltración y almacenamiento en depresiones que ocurren antes del inicio escorrentía superficial, su influencia sobre la fórmula anterior es directa:

$$Es = 0 \quad Si \quad P < Po$$

$$Esc = \frac{(P - Po)^2}{(P - Po + S)} \quad Si \quad P \geq Po$$

USDA SC propone la siguiente relación empírica:

$$Esc = \frac{(P - 0.2S)^2}{(P - 0.8S)} \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots 3$$

Expresión de Curva Numero:

$$Nc = \frac{25400}{(S + 254)} \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots 4$$

Parámetro S limitado entre 0 y 100 :

$$S\ (mm) = 254(\frac{100}{NC} - 1) \ldots\ldots\ldots\ldots 5$$

4.2 Método de Schosinsky y Losilla

Esta metodología consiste en determinar la recarga potencia del Acuífero basándose en la ecuación de balance de masa en una cuenca. Identifica zonas homogéneas considerando variables como pendiente y textura del suelo. La recarga potencial se calcula considerando la infiltración de precipitación, la humedad del suelo y la evapotranspiración real. Para el cálculo de la recarga hídrica natural se utilizó la siguiente ecuación:

$$Rh = Pef - HIS - HFS - ETR \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots 2$$

Donde:
Rh: Recarga hídrica.
Pef: Precipitación efectiva.
HIS: Humedad inicial del suelo.
HFS: Humedad final del suelo.
ETR: Evapotranspiración real.

Precipitación Efectiva

Cada una de las variables indicadas en la ecuación 2, presenta otras variables que lo definen como:

La precipitación efectiva (Pef) está definida por la siguiente expresión:

$$Pef = P(1 - Ki)Ci \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots 3$$

Donde:
Pef ó Pi: Precipitación efectiva (precipitación que infiltra)
P: Precipitación mensual (mm)
Ci: Coeficiente de infiltración.
Ki: Valor de retención vegetal (para bosque es de 0.20; para cultivos en general 0.12 y para techos de casas, caminos y áreas construidas, es de 0.10 a 0.05).

Humedad del suelo

Humedad del Suelo Inicial
La humedad inicial del suelo está dada por la Capacidad de Campo del suelo a una profundidad de la raíz.

$$HSi = CC.Prof.Da \text{ .....} 4$$

Donde:
Hsi: Humedad del suelo inicial (mm)
CC : Capacidad de Campo (mm)
Prof : Profundidad de raíz. (mm)
Da : Densidad aparente kg/cm3

Humedad del Suelo Final
Se tiene la siguiente expresión:

$$HSf = HD+PM-ETR \text{ ..... } 5$$

Donde:
HSf : Humedad Suelo Final (mm)
HD : Humedad Disponible (mm)
PM : Punto de Marchitez (mm)
ETR : Evapotranspiración real. (mm)

La Humedad Disponible:

$$HD = Pef+HSi-PM \text{ .....} 6$$

Evapotranspiración Real

Se tiene la siguiente expresión:

$$ETR = ((C1+C2)/2).ETP \text{ ..... } 8$$

Donde:
C1 : Coeficiente de humedad máximo, sin considerar la evapotranspiración (adimensional).
C2 : Coeficiente de humedad mínimo considerando evapotranspiración calculada con C1
ETP : Evapotranspiración Potencial (mm)

La ecuación puede del coeficiente de humedad máximo es de:

$$C1 = (HSi - PM + Pi) / (CC-PM) \ldots\ldots\ldots 9$$

Si consideramos que ocurre la evapotranspiración, una vez ocurrida la infiltración, el coeficiente de humedad, al final del mes sería:

$$C2 = (HSi - PM + Pi-ETR1) / (CC-PM) \ldots\ldots\ldots 10$$

$$ETR1 = (C1)(ETP) \ldots\ldots\ldots\ldots..11$$

Donde:

C2 = Coeficiente de humedad al final del mes, después de que ocurra la evapotranspiración.
ETR1 = Evapotranspiración potencial real (mm/mes), considera la humedad correspondiente al coeficiente C1.
ETP = Evapotranspiración potencial (mm/mes).
El valor de C1 corresponde al coeficiente de humedad máximo, ya que considera la humedad del suelo al inicio del mes, más la infiltración de la lluvia, sin ocurrir la evapotranspiración.

Aproximación del Balance Hídrico y Determinación del Almacenamiento

Para obtener una primera aproximación del balance hídrico, se establece una relación entre la precipitación y la evapotranspiración (Pp−ETP). La diferencia entre estos dos parámetros proporciona una estimación del volumen de agua disponible para la escorrentía y el almacenamiento, permitiendo analizar las variaciones entre los meses húmedos y secos.

El agua almacenada en el acuífero proviene principalmente de la recarga hídrica, que está influenciada por las condiciones del suelo y el clima en la región.

Consideraciones de la metodología de Balance Hídrico y determinación de la Recarga:

1) Almacenamiento inicial =0.00, inicio en enero.
2) Almacenamiento máximo =100 mm, inicio Enero
3) ETR=ETP: Cuando el almacén este lleno o parcialmente lleno.
4) ETR=Pp: Cuando el almacén este vacío.

Es importante destacar que, si no existe almacenamiento de agua, entonces no hay recarga hídrica en las subcuencas.

5. RESULTADOS

Se han obtenido los resultados de las Recargas Hídricas mediante el método del Balance Hídrico:

5.1 Resultados de la Recarga hídrica por el Método Balance Hídrico

La Tabla 5.1-1 muestra la precipitación promedio mensual-multianual para las dos subcuencas principales que influyen en las zonas de escorrentía, evapotranspiración y recarga hídrica. Es evidente que hay una variación significativa en las precipitaciones mensuales, lo que indica una estacionalidad marcada en el ciclo hidrológico de la región.

Se observa una marcada variabilidad estacional en la precipitación en ambas subcuencas. Los meses de febrero y marzo registran las precipitaciones más altas, lo que indica que estos son los meses más húmedos del año. Esto puede estar asociado con patrones climáticos estacionales, donde estos meses representan la temporada de lluvias en la región. Al comparar las dos subcuencas, se observa que la Subcuenca 139119 tiene una precipitación total anual ligeramente mayor (103,47 mm) en comparación con la Subcuenca Acholado (94,21 mm). Esto sugiere que la Subcuenca 139119 recibe una mayor cantidad de precipitación a lo largo del año, lo que podría tener implicaciones para la recarga hídrica en esta área.

Tabla 1. Precipitación promedio mensual-multianual

PRECIPITACION PROMEDIO MENSUAL - MULTIANUAL (mm)													
ZONA	**ENE**	**FEB**	**MAR**	**ABR**	**MAY**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SEP**	**OCT**	**NOV**	**DIC**	**TOTAL**
Subcuenca 139119	8,81	18,87	37,48	22,22	1,77	0,88	1,05	0,81	0,80	0,76	0,86	9,16	**103,47**
Subcuenca Acholado	7,49	21,07	34,27	17,35	1,61	0,61	0,79	0,71	0,64	0,62	0,81	8,24	**94,21**

Fuente: Biogea, 2023

La Tabla 5.1-2 ilustra los resultados de la curva número (CN) para cada subcuenca. La curva número es un indicador crucial que refleja el potencial de escorrentía de un área determinada, siendo influenciado por factores como la cobertura del suelo, las prácticas de manejo del suelo y las condiciones hidrológicas del suelo.

En este caso, se observa que la Subcuenca 139119 tiene un valor de curva número más alto (78,00) en comparación con la Subcuenca Acholado (72,00). Esto sugiere que la Subcuenca 139119 tiene una mayor propensión a la escorrentía, lo que podría indicar una menor infiltración y, por lo tanto, una menor recarga hídrica. Por otro lado, la Subcuenca Acholado, con un CN menor, podría indicar una mayor capacidad de infiltración, lo que es favorable para una recarga hídrica más significativa.

Tabla 2. Curva Numero

ZONA	CN	S	0.2S
Subcuenca 139119	78,00	71,64	14,33
Subcuenca Acholado	72,0	98,78	19,76

Fuente: Biogea, 2023

La tabla 5.1-3 muestra los datos del coeficiente de cultivo, siendo 0,2 para las dos subcuencas.

La Tabla 5.1-3 muestra los datos del coeficiente de cultivo (Kc) para ambas subcuencas, siendo 0,2 en ambos casos. Este coeficiente es un indicador de la demanda de agua de un cultivo en particular en comparación con un cultivo de referencia. Un Kc de 0,2 sugiere que las áreas en cuestión tienen una demanda de agua relativamente baja, lo que es un indicativo de una vegetación escasa o de tipos de vegetación que requieren menos agua.

Tabla 3. Coeficiente de Vegetal

ZONA	Kc
Subcuenca 139119	0,2
Subcuenca Acholado	0,2

Fuente: Biogea, 2023

La Tabla 5.1-4 presenta los datos de escorrentía para ambas subcuencas. Es notable que la mayoría de los meses registran una escorrentía de cero, lo que indica que la precipitación es menor que 0,2*S, lo que sugiere una baja propensión a la escorrentía durante estos meses.

Sin embargo, se observa una escorrentía significativa en los meses de febrero y marzo para ambas subcuencas, y adicionalmente en abril para la Subcuenca 139119. Esto se debe a que la precipitación durante estos meses excede el umbral de 0,2*S, lo que resulta en una escorrentía notable. Específicamente, la escorrentía total anual es de 1,05 mm para la Subcuenca 139119 y 1,86 mm para la Subcuenca Acholado. Esto indica que la Subcuenca Acholado experimenta una mayor escorrentía anual en comparación con la Subcuenca 139119, lo que puede tener implicaciones para la recarga hídrica y la gestión de los recursos hídricos en estas áreas.

Tabla 4. Escorrentía

ESCORRENTIA (mm)													
ZONA	**ENE**	**FEB**	**MAR**	**ABR**	**MAY**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SEP**	**OCT**	**NOV**	**DIC**	**TOTAL**
Subcuenca 139119	0.0	0,27	5,38	-4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**1,05**
Subcuenca Acholado	0.0	0,02	1,84	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**1,86**

Fuente: Biogea, 2023

Subcuenca 139119

Al analizar la tabla de la Subcuenca 139119, se observa que la precipitación (Pp) anual total es de 103,47 mm. Sin embargo, la evapotranspiración potencial (ETP) es significativamente alta, con un total anual de 759,41 mm, lo que indica una alta demanda de agua por parte de la vegetación y la evaporación del suelo.

El déficit hídrico, que es la diferencia entre la precipitación y la ETP, es notablemente alto durante la mayor parte del año, especialmente desde abril hasta noviembre, lo que indica que la demanda de agua no está siendo satisfecha por la precipitación durante estos meses. Esto puede sugerir que la zona está experimentando condiciones de sequía durante este periodo.

La escorrentía, que es el agua que fluye sobre la superficie del suelo hacia cuerpos de agua más grandes, es relativamente baja, con una escorrentía total anual de 1,05 mm. Esto puede indicar que la mayoría de la precipitación está siendo absorbida por el suelo o se está evaporando, en lugar de contribuir a la escorrentía superficial. Ver Tabla 5.1-5.

Subcuenca Acholado

En contraste, la Subcuenca Acholado muestra una precipitación anual total ligeramente menor de 94,21 mm. Similar a la Subcuenca 139119, la ETP es también significativamente alta, con un total anual de 744,95 mm, lo que indica una alta demanda de agua por parte de la vegetación y la evaporación del suelo.

El déficit hídrico es también notablemente alto, especialmente desde abril hasta noviembre, lo que indica que la demanda de agua no está siendo satisfecha por la precipitación durante estos meses, sugiriendo condiciones de sequía.

La escorrentía es ligeramente mayor en esta subcuenca con un total anual de 1,86 mm, aunque sigue siendo una cantidad pequeña, indicando que una proporción significativa de la precipitación está siendo absorbida por el suelo o se está evaporando. Ver Tabla 5.1-6.

Tabla 5. Recarga a través del Balance Hídrico Sub cuenca 139119

	Meses												
ZONA	**ENE**	**FEB**	**MAR**	**ABR**	**MAY**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SEP**	**OCT**	**NOV**	**DIC**	**TOTAL**
Pp (mm)	8,81	18,87	37,48	22,22	1,77	0,88	1,05	0,81	0,80	0,76	0,86	9,16	**103,47**
ETP (mm)	43,40	38,92	43,71	79,20	116,25	105,90	108,19	75,02	37,50	35,34	36,30	39,68	**759,41**
□W (mm)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,00**
W (mm)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,00**
ETR (mm)[1]	8,68	7,78	30,60	55,44	81,38	74,13	75,73	52,51	26,25	24,74	25,41	27,78	**490,43**
ETR	8,81	18,87	37,48	22,22	1,77	0,88	1,05	0,81	0,80	0,76	0,86	9,16	**103,47**
ESC (mm)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESC (mm)[2]	0,00	0,27	5,38	-4,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**1,05**
Deficit (mm)	34,59	20,05	6,23	56,98	114,48	105,02	107,14	74,21	36,70	34,58	35,44	30,52	**655,94**
Año Anterior													
Alm incial = 0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Alm max =100	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
P-ETP	-34,59	-20,05	-6,23	-56,98	-114,48	-105,02	-107,14	-74,21	-36,70	-34,58	-35,44	-30,52	

Fuente: Biogea, 2023

Tabla 6. Recarga a través del Balance Hídrico Sub cuenca Acholado

	Meses												
ZONA	**ENE**	**FEB**	**MAR**	**ABR**	**MAY**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SEP**	**OCT**	**NOV**	**DIC**	**TOTAL**
Pp (mm)	7,49	21,07	34,27	17,35	1,61	0,61	0,79	0,71	0,64	0,62	0,81	8,24	**94,21**
ETP (mm)	43,09	38,64	43,09	78,60	115,01	105,30	101,06	73,78	36,90	34,72	35,70	39,06	**744,95**
□W (mm)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,00**
W (mm)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,00**
ETR (mm)[1]	8,62	7,73	8,62	15,72	23,00	21,06	20,21	14,76	7,38	6,94	7,14	7,81	**148,99**
ETR	7,49	21,07	34,27	17,35	1,61	0,61	0,79	0,71	0,64	0,62	0,81	8,24	**94,21**
ESC (mm)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESC (mm)[2]	0,00	0,02	1,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**1,86**
Deficit (mm)	35,60	17,57	8,82	61,25	113,40	104,69	100,27	73,07	36,26	34,10	34,89	30,82	**650,74**
Año Anterior													
Alm incial = 0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Alm max =100	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
P-ETP	-35,60	-17,57	-8,82	-61,25	-113,40	-104,69	-100,27	-73,07	-36,26	-34,10	-34,89	-30,82	

Fuente: Biogea, 2023

Pasos para el Cálculo de la Recarga, el cual se encuentra dentro del almacenamiento

1° Almacenamiento inicial =0.00, inicio en Enero
2° Almacenamiento máximo =100 mm , inicio Enero
ETR=ETP : Cuando el almacén este lleno o parcialmente lleno.
ETR=Pp : Cuando el almacén este vacío.
Kc=0.2, Para zonas áridas.
Deficit= ETP-ETR
Si no existe almacenamiento de agua, entones no hay Recarga

ETR (mm)[1] : Evapotranspiración Real , ETR=ETP.Kc

ESC (mm)[2] : La Escorrentía provienes de las cálculos de a partir de la Curva Numero

Ecuacion de Blance Hidrico

$$Pp - Esc - ETP - \Delta W = 0 \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots 1$$

Pp : precipitacion (mm)
Esc : Escorrentia
ETP : Evapotranspiracion (mm)
ΔW= Variacion de almacenamioento (mm)
ΔW= R +Δwo

5.1 Resultados de la Recarga Potencial Hídrica por Método de Schonsinky

Los resultados de los parámetros para el cálculo del Balance Hídrico método de Schonsinky se muestran en los cuadros 5.2-1 y 5.2-2, en estos cuadros se encuentran las recargas potenciales "Rp", cuya relación directa está dada en relación de la precipitación específica, humedad del suelo inicial y final, y la evapotranspiración real, siendo los valores iguales a "cero recargas" en las sub cuencas 139119 y la sub cuenca Acholado.

Figura 2. Recarga Potencial Hídrica de Sub cuenca 139119

SUBCUENCA 139119

			%	mm	
Fc :	335 mm/d	**CC :**	15	123.75	**Fc: Infiltración basica del suelo (mm/d)**
Kp:	0.07	**PMP :**	7	58	**Kp: Fracción que infiltrapor efecto de pendiente (adimensional)**
Kv :	0.05				**Kv: Fracción que infiltra por efecto de cobertura vegetal (adimensional)**
Kfc :	0.78	**Ret = P -> P <= 5mm**			**Kfc: Fracción que infiltra por acción textura de suelo (adimensional)**
Ci :	0.90	**Ret = P*Cfo -> P*Cfo >=5mm**			**Ci: Coeficiente de infiltración (adimensional)**
Da:	1.65 g/cm3	**Ret = 5 mm -> P>=5 mm y**			**Da: Densidad aparente (g/cm3)**
PR :	500 mm	**P*Cfo < 5mm**			**PR: Profundidad de raíces (mm)**
Hsi:	123.75 mm				**Hsi: Humedad de suelo**
Cfo:	0.12				**Cfo: Coeficiente de retención follaje**

BALACE HÍDRICO

Concepto	Mes											
	Ene	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Precipitacion (mm)	8.81	18.87	37.48	22.22	1.77	0.88	1.05	0.81	0.80	0.76	0.86	9.16
Ret (mm)	5.00	5.00	5.00	5.00	1.77	0.88	1.05	0.81	0.80	0.76	0.86	5.00
Pi (mm)	3.42	12.45	29.16	15.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.73
ESC(mm)	0.39	1.42	3.32	1.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43
Tmed °C	26.88	28.02	26.98	25.85	24.15	22.63	21.88	21.67	22.27	22.70	23.41	24.65
Ps (%)	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
ETP(mm)	177.28	181.86	177.69	173.19	166.44	160.36	157.40	156.55	158.92	160.66	163.47	168.43
HSi (mm)	123.75	38.53	50.98	50.00	55.34	57.75	57.75	57.75	57.75	57.75	57.75	57.75
C1	1.00	0.00	0.34	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06
C2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HD (mm)	69.42	-6.77	22.39	7.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.73
ETR(mm)	88.64	0.00	30.14	10.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.77
HSf (mm)	38.53	50.98	50.00	55.34	57.75	57.75	57.75	57.75	57.75	57.75	57.75	56.72
Rp(mm)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DCC(mm)	85.22	72.77	73.75	68.41	66.00	66.00	66.00	66.00	66.00	66.00	66.00	67.03
NH (mm)	173.86	254.63	221.30	231.48	232.44	226.36	223.40	222.55	224.92	226.66	229.47	230.69

Ret: Retencion de lluvia (mm)
Pi: Precipitación que infiltra al suelo (mm)
Esc: Escorrentía superficial (mm)
Tmed: Temperatura media (°C)
Ps: Porcentaje de horas de luz solar mensual (%)
ETP: Evapotranspiración potencial (mm)
C1: Coeficiente de humedad máximo, sin considerar evapotranspiración (adimensional)
C2: Coeficiente de humedad mínimo considerando evapotranspiración con C1 (adimensional)
HD: Humedad disponible (mm)
ETR: Evapotranspiración real (mm)
Hsf: Humedad final del suelo (mm)
Rp: Recarga potencial (mm)
DCC: Déficit de capacidad de campo (mm)
NR: Necesidad hídrica (mm)

Figura 3. Recarga Potencial Hídrica de Sub cuenca Acholado

SUBCUENCA ACHOLADO

			%	mm	
Fc :	244 mm/d	**CC :**	21	157.5	**Fc: Infiltración basica del suelo (mm/d)**
Kp:	0.07	**PMP :**	9	68	**Kp: Fracción que infiltrapor efecto de pendiente (adimensional)**
Kv :	0.05				**Kv: Fracción que infiltra por efecto de cobertura vegetal (adimensional)**
Kfc :	0.71	**Ret = P -> P <= 5mm**			**Kfc: Fracción que infiltra por acción textura de suelo (adimensional)**
Ci :	0.83	**Ret = P*Cfo -> P*Cfo >=5mm**			**Ci: Coeficiente de infiltración (adimensional)**
Da:	1.5 g/cm3	**Ret = 5 mm -> P>=5 mm y**			**Da: Densidad aparente (g/cm3)**
PR :	500 mm	**P*Cfo < 5mm**			**PR: Profundidad de raíces (mm)**
Hsi:	157.5 mm				**Hsi: Humedad de suelo**
Cfo:	0.12				**Cfo: Coeficiente de retención follaje**

BALACE HÍDRICO

Concepto	Mes											
	Ene	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Precipitacion (mm)	7.49	21.07	34.27	17.35	1.61	0.61	0.79	0.71	0.64	0.62	0.81	8.24
Ret (mm)	5.00	5.00	5.00	5.00	1.61	0.61	0.79	0.71	0.64	0.62	0.81	5.00
Pi (mm)	2.06	13.29	24.21	10.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.68
ESC(mm)	0.43	2.78	5.06	2.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.56
Tmed °C	26.62	27.96	27.69	26.84	24.95	23.20	22.12	21.68	22.21	22.85	23.55	24.86
Ps (%)	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
ETP(mm)	176.27	181.61	180.53	177.14	169.59	162.62	158.31	156.58	158.69	161.22	164.03	169.25
HSi (mm)	157.50	71.43	67.35	67.43	67.66	67.51	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50
C1	1.00	0.19	0.27	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03
C2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HD (mm)	92.06	17.22	24.06	10.14	0.16	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.68
ETR(mm)	88.13	17.37	24.13	9.98	0.15	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.52
HSf (mm)	71.43	67.35	67.43	67.66	67.51	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.66
Rp(mm)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DCC(mm)	86.07	90.15	90.07	89.84	89.99	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	89.84
NH (mm)	174.21	254.39	246.47	257.00	259.43	252.61	248.31	246.58	248.69	251.22	254.03	256.57

Ret: Retencion de lluvia (mm)
Pi: Precipitación que infiltra al suelo (mm)
Esc: Escorrentía superficial (mm)
Tmed: Temperatura media (°C)
Ps: Porcentaje de horas de luz solar mensual (%)
ETP: Evapotranspiración potencial (mm)
C1: Coeficiente de humedad máximo, sin considerar evapotranspiración (adimensional)
C2: Coeficiente de humedad mínimo considerando evapotranspiración con C1 (adimensional)
HD: Humedad disponible (mm)
ETR: Evapotranspiración real (mm)
Hsf: Humedad final del suelo (mm)
Rp: Recarga potencial (mm)
DCC: Déficit de capacidad de campo (mm)
NR: Necesidad hídrica (mm)

6. CONCLUSIONES

A través de este estudio, se logró delinear con precisión las áreas que influyen significativamente en la recarga hídrica de las subcuencas 139119 y Acholada, ambas cruciales para el Lote I. A continuación, se presentan las conclusiones clave derivadas del análisis:

- Precipitaciones Medias Mensuales:
  Mediante el uso de la información de "Pisco", se determinaron las precipitaciones medias mensuales en ambas subcuencas, corroborando la precisión de estos datos con una correlación significativa de 0.7 con los datos de la Estación Meteorológica La Esperanza. Este análisis permite una comprensión más profunda de los patrones de precipitación en estas áreas, lo que es vital para la planificación de la gestión del agua.

- Escorrentía:
  Se observó que la escorrentía fue prácticamente nula en ambos casos durante la mayoría de los meses, con excepciones notables en febrero y marzo. Este fenómeno indica que la mayor parte de la precipitación es absorbida por el suelo o se evapora, en lugar de contribuir a la escorrentía superficial, lo que podría tener implicaciones significativas para la recarga hídrica.

- Balance Hídrico y Recarga Hídrica:
  El análisis del balance hídrico reveló una notable ausencia de recarga hídrica en ambas subcuencas durante todo el año, con un almacenamiento de agua que resultó ser 0.00 mm en todos los meses. Este resultado, que indica que la evapotranspiración supera a la precipitación, señala una preocupante falta de recarga hídrica, lo que podría tener implicaciones serias para la sostenibilidad de los recursos hídricos en estas áreas.

- Método de Schosinky
  Como método complementario se calculó la recarga potencial por el método de Schosinky, dando resultados de 0.00 mm para las dos subcuencas.

7. ANEXOS Y MAPAS

ANEXOS

Anexo A. Validación de precipitación pisco con la estación la esperanza

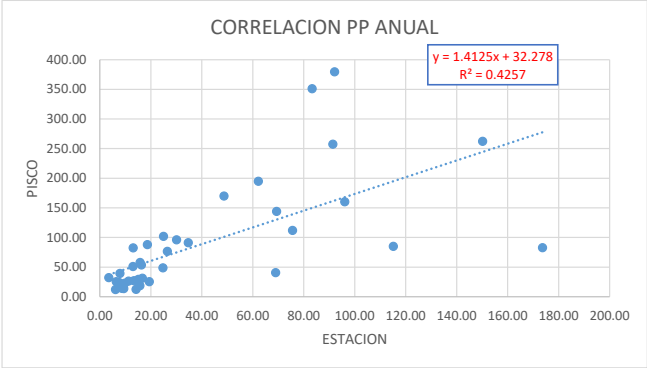
Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Anual	Promedio
1981	0.40	1.38	17.26	1.88	0.32	0.27	0.18	0.34	0.31	0.12	0.09	0.46	**23.01**	**1.92**
1982	0.50	0.07	0.26	1.84	0.36	0.24	0.19	0.29	0.61	0.42	3.76	15.91	**24.45**	**2.04**
1984	4.09	22.02	22.11	0.49	0.14	0.29	0.47	0.56	0.25	0.23	0.13	0.44	**51.21**	**4.27**
1985	0.50	2.77	5.29	0.45	1.16	0.28	0.28	0.43	0.32	0.24	0.10	0.66	**12.49**	**1.04**
1986	18.05	14.13	0.34	15.70	0.60	0.24	0.25	0.35	0.31	0.16	0.32	3.39	**53.86**	**4.49**
1987	15.51	62.90	54.82	24.60	0.56	0.25	0.32	0.29	0.31	0.34	0.12	0.40	**160.43**	**13.37**
1988	4.10	2.49	0.31	14.48	0.24	0.16	0.20	0.27	0.36	0.11	2.61	0.35	**25.67**	**2.14**
1989	11.04	39.03	37.47	1.01	0.03	0.74	0.21	0.26	0.31	0.89	0.07	0.21	**91.25**	**7.60**
1990	0.54	1.08	2.73	0.48	0.58	0.27	0.23	2.21	0.30	1.81	1.13	0.96	**12.32**	**1.03**
1991	6.91	1.26	2.65	0.45	0.27	0.24	0.23	0.26	0.31	0.10	0.21	1.22	**14.11**	**1.18**
1992	1.29	5.38	28.58	44.59	1.64	0.30	0.21	0.31	0.29	0.08	0.10	0.30	**83.09**	**6.92**
1993	1.01	51.69	36.37	4.35	0.68	0.29	0.37	0.36	0.29	0.24	0.08	0.49	**96.22**	**8.02**
1994	0.85	15.49	14.41	1.80	1.68	0.18	0.27	0.29	0.52	0.12	0.11	4.99	**40.71**	**3.39**
1995	1.87	15.86	6.48	2.05	0.13	0.25	0.31	0.23	0.72	0.12	1.47	1.99	**31.47**	**2.62**
1996	2.83	1.58	13.32	0.82	0.73	0.32	0.24	0.32	0.31	1.41	0.11	0.45	**22.44**	**1.87**
1997	1.60	11.36	23.37	15.55	0.67	0.45	0.27	0.34	2.29	2.92	7.06	191.72	**257.59**	**21.47**
1999	6.26	87.80	23.00	16.09	4.58	1.45	0.22	0.27	0.33	0.57	0.12	3.61	**144.32**	**12.03**
2000	0.92	16.65	15.13	43.41	10.24	1.72	0.27	0.25	0.71	0.10	0.04	12.54	**101.97**	**8.50**
2001	26.84	7.79	255.56	57.19	0.15	0.21	0.27	0.23	0.25	0.12	1.80	0.78	**351.19**	**29.27**
2002	0.61	27.43	189.41	156.70	0.14	0.21	0.31	0.24	0.27	0.44	3.34	0.77	**379.87**	**31.66**
2003	7.25	14.47	0.33	1.85	0.15	0.45	0.25	0.24	0.34	0.04	0.19	4.03	**29.58**	**2.47**
2004	1.83	6.98	11.07	0.84	0.69	0.24	1.06	0.24	0.32	0.32	0.09	2.82	**26.50**	**2.21**
2005	0.83	7.87	21.15	0.44	0.07	0.30	0.23	0.22	0.26	0.44	0.10	0.42	**32.32**	**2.69**
2006	2.96	49.84	19.52	0.40	0.10	0.23	0.27	0.23	0.30	0.11	0.11	2.54	**76.63**	**6.39**
2007	7.54	0.48	27.14	2.50	0.17	0.23	0.25	0.27	0.25	0.10	0.10	0.38	**39.42**	**3.29**
2008	56.96	100.86	90.19	10.82	0.47	0.25	0.26	0.24	0.27	1.81	0.08	0.34	**262.55**	**21.88**
2009	29.63	31.53	23.52	0.62	0.42	0.24	0.29	0.22	0.26	0.34	0.47	0.74	**88.29**	**7.36**
2010	1.61	56.20	16.71	6.73	2.39	0.20	0.33	0.26	0.25	0.11	0.07	0.38	**85.24**	**7.10**
2011	2.17	0.41	1.00	16.34	0.14	0.25	4.90	0.20	0.33	0.94	0.09	0.58	**27.35**	**2.28**
2012	5.05	136.51	21.93	29.38	0.27	0.26	0.29	0.19	0.31	0.12	0.43	0.42	**195.17**	**16.26**
2013	2.24	0.48	96.27	3.19	7.46	0.34	0.44	0.27	0.29	0.42	0.10	0.50	**112.00**	**9.33**
2014	1.74	1.98	6.18	1.79	2.85	0.28	0.44	0.25	0.42	2.05	0.04	0.66	**18.68**	**1.56**
2015	2.19	1.26	37.48	2.96	2.61	0.38	0.27	0.27	0.30	0.26	0.59	0.46	**49.03**	**4.09**
2016	3.39	36.88	116.29	9.20	0.29	1.02	0.24	0.24	1.13	0.10	0.10	1.18	**170.08**	**14.17**
2018	1.92	2.25	0.35	6.19	1.73	0.29	0.27	0.27	0.29	0.06	0.25	0.21	**14.08**	**1.17**
2019	1.26	36.67	11.59	1.20	0.47	0.27	0.60	0.28	0.29	0.21	0.20	5.08	**58.13**	**4.84**
2020	2.69	4.55	3.14	0.33	1.08	0.24	0.27	5.68	0.30	0.06	0.54	6.80	**25.68**	**2.14**
2021	2.88	0.53	62.92	6.32	1.34	0.54	2.51	0.40	0.53	0.87	0.18	3.50	**82.53**	**6.88**
2022	0.58	1.51	19.41	0.92	0.77	0.56	1.76	0.83	0.30	0.08	0.28	1.24	**28.23**	**2.35**

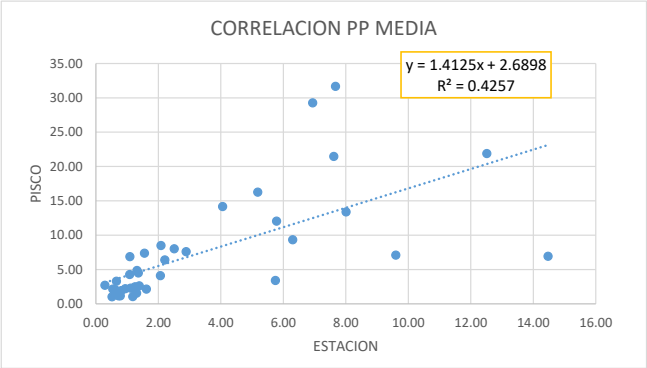
n° datos	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	38	38
media	6.17	22.55	34.23	12.97	1.24	0.38	0.52	0.49	0.41	0.49	0.69	7.02	87.16	7.26
max	56.96	136.51	255.56	156.70	10.24	1.72	4.90	5.68	2.29	2.92	7.06	191.72	379.87	31.66
min	0.40	0.07	0.26	0.33	0.03	0.16	0.18	0.19	0.25	0.04	0.04	0.21	12.32	1.03
varianza	115.50	973.13	2748.54	742.76	4.21	0.11	0.71	0.83	0.12	0.43	1.89	932.14	8397.23	58.31
desv est	10.75	31.20	52.43	27.25	2.05	0.33	0.85	0.91	0.35	0.66	1.37	30.53	91.64	7.64

Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Anual	Po promedio
1981	0.00	1.70	6.70	0.00	1.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	**9.80**	**0.82**
1982	0.00	0.00	0.00	0.50	3.10	0.00	0.00	0.00	1.60	0.00	1.30	1.00	**7.50**	**0.63**
1984	0.00	10.50	0.60	0.10	0.10	0.10	0.10	0.50	0.00	0.90	0.00	0.10	**13.00**	**1.08**
1985	0.00	0.00	11.70	0.00	1.00	0.00	0.00	1.10	0.00	0.10	0.00	0.30	**14.20**	**1.18**
1986	5.90	3.30	0.50	2.90	1.20	0.00	0.00	0.10	0.00	0.20	2.10	0.10	**16.30**	**1.36**
1987	10.20	45.70	25.30	13.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.10	0.00	**96.10**	**8.01**
1988	0.10	0.60	0.10	5.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	**6.50**	**0.54**
1989	3.60	9.60	18.80	2.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	0.00	**34.70**	**2.89**
1990	0.30	0.30	0.70	1.00	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	2.10	0.60	1.10	**6.20**	**0.52**
1991	0.40	2.00	0.50	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	2.40	**8.70**	**0.73**
1992	0.00	13.40	77.80	73.60	0.00	0.20	0.00	0.30	0.00	0.00	0.00	8.40	**173.70**	**14.48**
1993	0.00	2.40	12.50	7.30	0.10	0.20	0.50	0.40	0.10	0.00	0.50	6.10	**30.10**	**2.51**
1994	3.90	21.80	19.40	15.30	0.70	0.30	0.00	0.00	1.00	0.20	0.30	6.10	**69.00**	**5.75**
1995	3.90	8.80	0.00	0.90	0.00	0.10	0.10	0.00	0.10	0.60	1.90	0.30	**16.70**	**1.39**
1996	0.00	3.00	1.70	2.90	0.00	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**7.90**	**0.66**
1997	0.50	2.80	0.40	1.30	0.00	0.10	0.00	0.00	0.00	2.70	1.60	82.00	**91.40**	**7.62**
1999	4.00	48.80	2.50	7.00	1.60	2.40	0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	3.00	**69.40**	**5.78**
2000	0.00	3.10	0.50	11.40	1.30	0.10	0.10	0.10	0.10	0.00	0.00	8.30	**25.00**	**2.08**
2001	8.70	2.00	57.50	12.20	0.10	0.10	0.10	0.10	0.00	0.00	1.60	0.90	**83.30**	**6.94**
2002	0.00	3.30	56.80	30.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.90	0.20	0.50	**92.10**	**7.68**
2003	2.50	8.60	0.40	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	2.30	**15.10**	**1.26**
2004	2.70	0.40	0.20	0.00	0.20	0.00	1.50	0.00	0.00	1.00	0.00	5.30	**11.30**	**0.94**
2005	0.50	0.10	2.30	0.40	0.00	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**3.50**	**0.29**
2006	0.50	7.70	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	0.10	0.80	4.10	**26.50**	**2.21**
2007	3.80	0.00	4.00	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**7.90**	**0.66**
2008	16.90	108.90	21.30	2.60	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**150.20**	**12.52**
2009	10.10	7.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	1.00	**18.70**	**1.56**
2010	0.10	67.00	37.60	4.20	6.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	**115.20**	**9.60**
2011	1.40	0.00	0.00	9.00	0.00	0.00	1.10	0.00	0.00	1.20	0.00	0.70	**13.40**	**1.12**
2012	2.60	56.00	1.70	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.40	**62.20**	**5.18**
2013	0.00	0.50	63.70	1.50	8.40	0.00	0.20	0.00	0.00	1.30	0.00	0.00	**75.60**	**6.30**
2014	0.00	2.20	2.30	9.40	1.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	0.00	0.40	**15.70**	**1.31**
2015	1.90	0.00	20.30	0.70	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.90	0.00	**24.80**	**2.07**
2016	1.90	5.00	38.00	3.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	**48.70**	**4.06**
2018	0.00	2.00	0.00	4.80	0.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.90	**9.40**	**0.78**
2019	0.90	5.10	5.50	0.20	0.00	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00	**15.80**	**1.32**
2020	0.01	0.62	0.04	0.00	0.00	0.00	0.04	5.00	0.02	0.02	0.05	13.66	**19.46**	**1.62**
2021	1.70	1.31	3.24	0.04	0.44	0.05	1.62	0.02	0.02	0.06	0.02	4.57	**13.09**	**1.09**
2022	2.48	12.51	13.42	6.04	0.77	0.14	0.14	0.20	0.09	0.34	0.38	4.19	**40.68**	**3.39**

n° datos	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00
media	2.35	12.01	13.36	6.01	0.77	0.14	0.14	0.20	0.09	0.34	0.38	4.19	39.97	3.33
max	16.90	108.90	77.80	73.60	8.40	2.40	1.62	5.00	1.60	2.70	2.10	82.00	173.70	14.48
min	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.50	0.29
varianza	13.20	519.30	409.08	159.81	2.85	0.17	0.15	0.66	0.09	0.39	0.36	172.84	1771.78	12.30
desv est	3.63	22.79	20.23	12.64	1.69	0.41	0.39	0.81	0.30	0.62	0.60	13.15	42.09	3.51

ESTACION		PISCO	
Anual	promedio	Anual	promedio
9.80	0.82	23.01	1.92
7.50	0.63	24.45	2.04
13.00	1.08	51.21	4.27
14.20	1.18	12.49	1.04
16.30	1.36	53.86	4.49
96.10	8.01	160.43	13.37
6.50	0.54	25.67	2.14
34.70	2.89	91.25	7.60
6.20	0.52	12.32	1.03
8.70	0.73	14.11	1.18
173.70	14.48	83.09	6.92
30.10	2.51	96.22	8.02
69.00	5.75	40.71	3.39
16.70	1.39	31.47	2.62
7.90	0.66	22.44	1.87
91.40	7.62	257.59	21.47
69.40	5.78	144.32	12.03
25.00	2.08	101.97	8.50
83.30	6.94	351.19	29.27
92.10	7.68	379.87	31.66
15.10	1.26	29.58	2.47
11.30	0.94	26.50	2.21
3.50	0.29	32.32	2.69
26.50	2.21	76.63	6.39
7.90	0.66	39.42	3.29
150.20	12.52	262.55	21.88
18.70	1.56	88.29	7.36
115.20	9.60	85.24	7.10
13.40	1.12	27.35	2.28
62.20	5.18	195.17	16.26
75.60	6.30	112.00	9.33
15.70	1.31	18.68	1.56
24.80	2.07	49.03	4.09
48.70	4.06	170.08	14.17
9.40	0.78	14.08	1.17
15.80	1.32	58.13	4.84
19.46	1.62	25.68	2.14
13.09	1.09	82.53	6.88
40.68	3.39	28.23	2.35





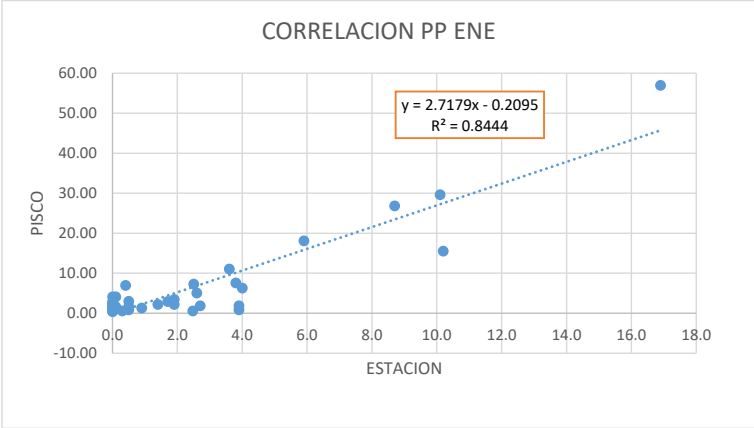
r = 1	Correlación Perfecta
0.8 < r < 1	Correlación muy alta
0.6 < r < 0.8	Correlación alta
0.4 < r < 0.6	Correlación moderada
0.2 < r < 0.4	Correlación baja
0 < r < 0.2	Correlación muy baja
r = 0	Correlación nula

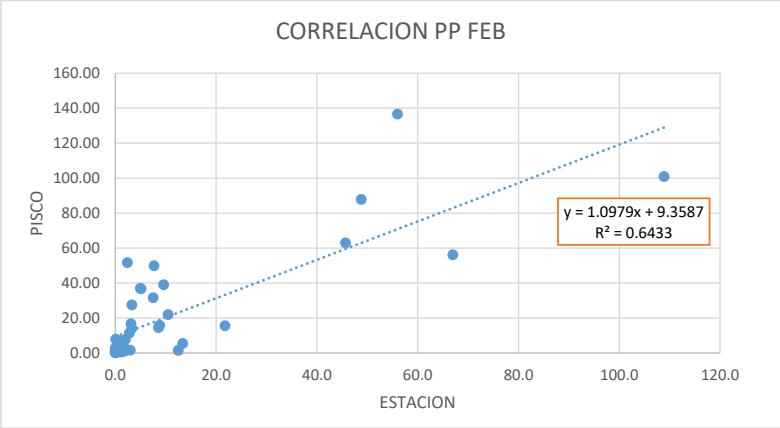
	ANUAL	
R2	0.43	
R	0.7	CORRELACION ALTA

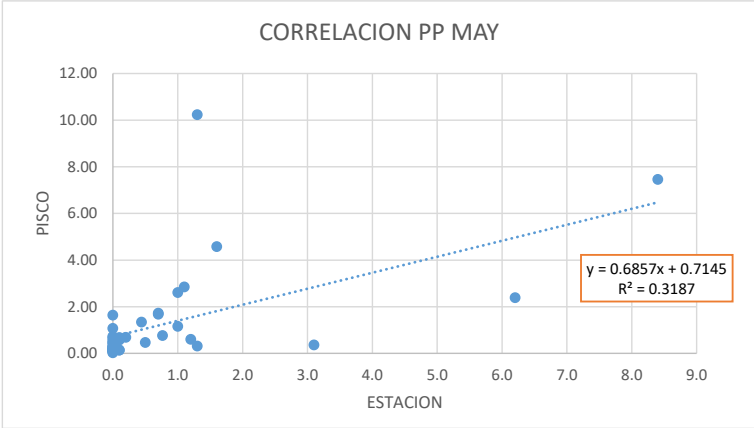
MES	COEF CORR	
ENE	0.92	
FEB	0.80	
MAR	0.69	
ABR	0.55	
MAY	0.56	
JUN	0.51	
JUL	0.72	
AGO	0.91	
SET	0.11	
OCT	0.59	
NOV	0.50	
DIC	0.98	
MEDIA	0.65	CORRELACION ALTA

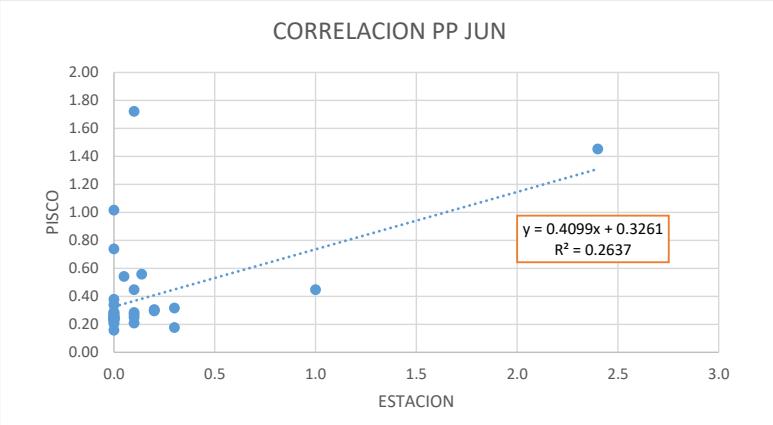
	ESTACION											
Año	**ENE**	**FEB**	**MAR**	**ABR**	**MAY**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SET**	**OCT**	**NOV**	**DIC**
1981	0.0	1.7	6.7	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
1982	0.0	0.0	0.0	0.5	3.1	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	1.3	1.0
1984	0.0	10.5	0.6	0.1	0.1	0.1	0.1	0.5	0.0	0.9	0.0	0.1
1985	0.0	0.0	11.7	0.0	1.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.1	0.0	0.3
1986	5.9	3.3	0.5	2.9	1.2	0.0	0.0	0.1	0.0	0.2	2.1	0.1
1987	10.2	45.7	25.3	13.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.1	0.0
1988	0.1	0.6	0.1	5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0
1989	3.6	9.6	18.8	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
1990	0.3	0.3	0.7	1.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.6	1.1
1991	0.4	2.0	0.5	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	2.4
1992	0.0	13.4	77.8	73.6	0.0	0.2	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	8.4
1993	0.0	2.4	12.5	7.3	0.1	0.2	0.5	0.4	0.1	0.0	0.5	6.1
1994	3.9	21.8	19.4	15.3	0.7	0.3	0.0	0.0	1.0	0.2	0.3	6.1
1995	3.9	8.8	0.0	0.9	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.6	1.9	0.3
1996	0.0	3.0	1.7	2.9	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1997	0.5	2.8	0.4	1.3	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	2.7	1.6	82.0
1999	4.0	48.8	2.5	7.0	1.6	2.4	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	3.0
2000	0.0	3.1	0.5	11.4	1.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	8.3
2001	8.7	2.0	57.5	12.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.6	0.9
2002	0.0	3.3	56.8	30.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.2	0.5
2003	2.5	8.6	0.4	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	2.3
2004	2.7	0.4	0.2	0.0	0.2	0.0	1.5	0.0	0.0	1.0	0.0	5.3
2005	0.5	0.1	2.3	0.4	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2006	0.5	7.7	13.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.1	0.8	4.1
2007	3.8	0.0	4.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2008	16.9	108.9	21.3	2.6	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2009	10.1	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.0
2010	0.1	67.0	37.6	4.2	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
2011	1.4	0.0	0.0	9.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	1.2	0.0	0.7
2012	2.6	56.0	1.7	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.4
2013	0.0	0.5	63.7	1.5	8.4	0.0	0.2	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0
2014	0.0	2.2	2.3	9.4	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.4
2015	1.9	0.0	20.3	0.7	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0
2016	1.9	5.0	38.0	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
2018	0.0	2.0	0.0	4.8	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9
2019	0.9	5.1	5.5	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0
2020	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	0.1	13.7
2021	1.7	1.3	3.2	0.0	0.4	0.1	1.6	0.0	0.0	0.1	0.0	4.6
2022	2.5	12.5	13.4	6.0	0.8	0.1	0.1	0.2	0.1	0.3	0.4	4.2

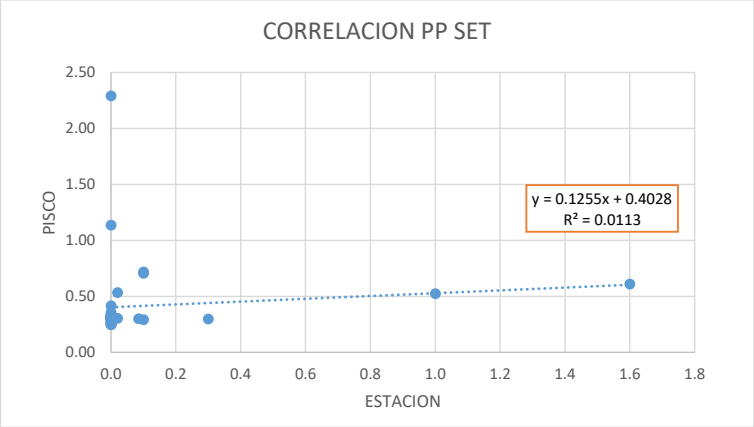
PISCO											
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
0.40	1.38	17.26	1.88	0.32	0.27	0.18	0.34	0.31	0.12	0.09	0.46
0.50	0.07	0.26	1.84	0.36	0.24	0.19	0.29	0.61	0.42	3.76	15.91
4.09	22.02	22.11	0.49	0.14	0.29	0.47	0.56	0.25	0.23	0.13	0.44
0.50	2.77	5.29	0.45	1.16	0.28	0.28	0.43	0.32	0.24	0.10	0.66
18.05	14.13	0.34	15.70	0.60	0.24	0.25	0.35	0.31	0.16	0.32	3.39
15.51	62.90	54.82	24.60	0.56	0.25	0.32	0.29	0.31	0.34	0.12	0.40
4.10	2.49	0.31	14.48	0.24	0.16	0.20	0.27	0.36	0.11	2.61	0.35
11.04	39.03	37.47	1.01	0.03	0.74	0.21	0.26	0.31	0.89	0.07	0.21
0.54	1.08	2.73	0.48	0.58	0.27	0.23	2.21	0.30	1.81	1.13	0.96
6.91	1.26	2.65	0.45	0.27	0.24	0.23	0.26	0.31	0.10	0.21	1.22
1.29	5.38	28.58	44.59	1.64	0.30	0.21	0.31	0.29	0.08	0.10	0.30
1.01	51.69	36.37	4.35	0.68	0.29	0.37	0.36	0.29	0.24	0.08	0.49
0.85	15.49	14.41	1.80	1.68	0.18	0.27	0.29	0.52	0.12	0.11	4.99
1.87	15.86	6.48	2.05	0.13	0.25	0.31	0.23	0.72	0.12	1.47	1.99
2.83	1.58	13.32	0.82	0.73	0.32	0.24	0.32	0.31	1.41	0.11	0.45
1.60	11.36	23.37	15.55	0.67	0.45	0.27	0.34	2.29	2.92	7.06	191.72
6.26	87.80	23.00	16.09	4.58	1.45	0.22	0.27	0.33	0.57	0.12	3.61
0.92	16.65	15.13	43.41	10.24	1.72	0.27	0.25	0.71	0.10	0.04	12.54
26.84	7.79	255.56	57.19	0.15	0.21	0.27	0.23	0.25	0.12	1.80	0.78
0.61	27.43	189.41	156.70	0.14	0.21	0.31	0.24	0.27	0.44	3.34	0.77
7.25	14.47	0.33	1.85	0.15	0.45	0.25	0.24	0.34	0.04	0.19	4.03
1.83	6.98	11.07	0.84	0.69	0.24	1.06	0.24	0.32	0.32	0.09	2.82
0.83	7.87	21.15	0.44	0.07	0.30	0.23	0.22	0.26	0.44	0.10	0.42
2.96	49.84	19.52	0.40	0.10	0.23	0.27	0.23	0.30	0.11	0.11	2.54
7.54	0.48	27.14	2.50	0.17	0.23	0.25	0.27	0.25	0.10	0.10	0.38
56.96	100.86	90.19	10.82	0.47	0.25	0.26	0.24	0.27	1.81	0.08	0.34
29.63	31.53	23.52	0.62	0.42	0.24	0.29	0.22	0.26	0.34	0.47	0.74
1.61	56.20	16.71	6.73	2.39	0.20	0.33	0.26	0.25	0.11	0.07	0.38
2.17	0.41	1.00	16.34	0.14	0.25	4.90	0.20	0.33	0.94	0.09	0.58
5.05	136.51	21.93	29.38	0.27	0.26	0.29	0.19	0.31	0.12	0.43	0.42
2.24	0.48	96.27	3.19	7.46	0.34	0.44	0.27	0.29	0.42	0.10	0.50
1.74	1.98	6.18	1.79	2.85	0.28	0.44	0.25	0.42	2.05	0.04	0.66
2.19	1.26	37.48	2.96	2.61	0.38	0.27	0.27	0.30	0.26	0.59	0.46
3.39	36.88	116.29	9.20	0.29	1.02	0.24	0.24	1.13	0.10	0.10	1.18
1.92	2.25	0.35	6.19	1.73	0.29	0.27	0.27	0.29	0.06	0.25	0.21
1.26	36.67	11.59	1.20	0.47	0.27	0.60	0.28	0.29	0.21	0.20	5.08
2.69	4.55	3.14	0.33	1.08	0.24	0.27	5.68	0.30	0.06	0.54	6.80
2.88	0.53	62.92	6.32	1.34	0.54	2.51	0.40	0.53	0.87	0.18	3.50
0.58	1.51	19.41	0.92	0.77	0.56	1.76	0.83	0.30	0.08	0.28	1.24

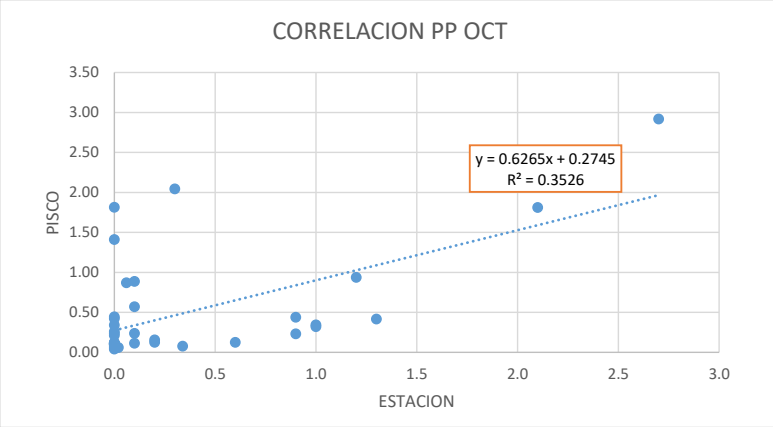

CORRELACION PP ENE
y = 2.7179x - 0.2095
R² = 0.8444
PISCO
ESTACION

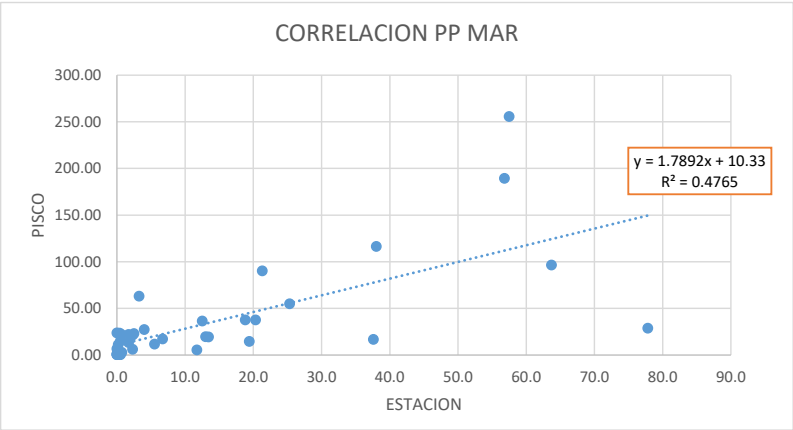

CORRELACION PP FEB
y = 1.0979x + 9.3587
R² = 0.6433
PISCO
ESTACION

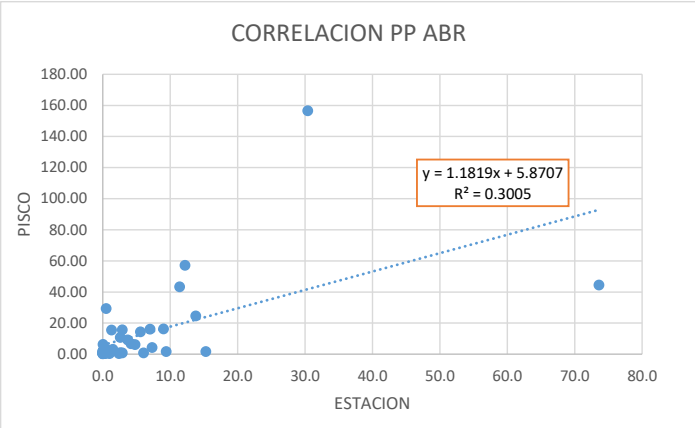

CORRELACION PP MAY
y = 0.6857x + 0.7145
R² = 0.3187
PISCO
ESTACION

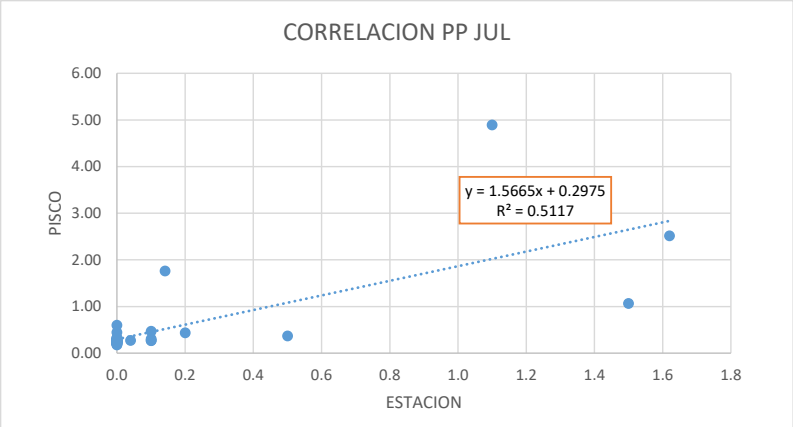

CORRELACION PP JUN
y = 0.4099x + 0.3261
R² = 0.2637
PISCO
ESTACION

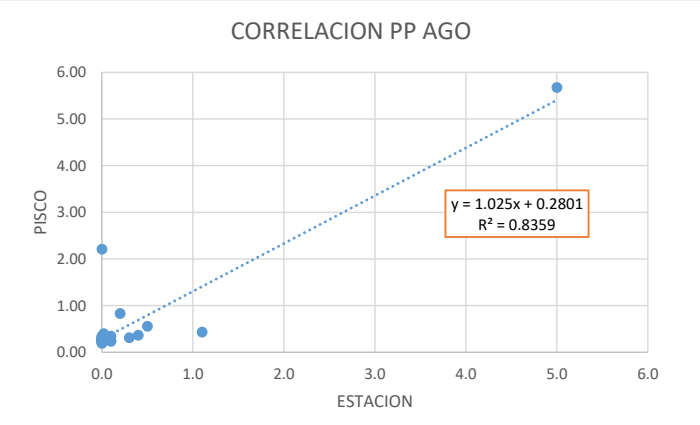

CORRELACION PP SET
y = 0.1255x + 0.4028
R² = 0.0113
PISCO
ESTACION

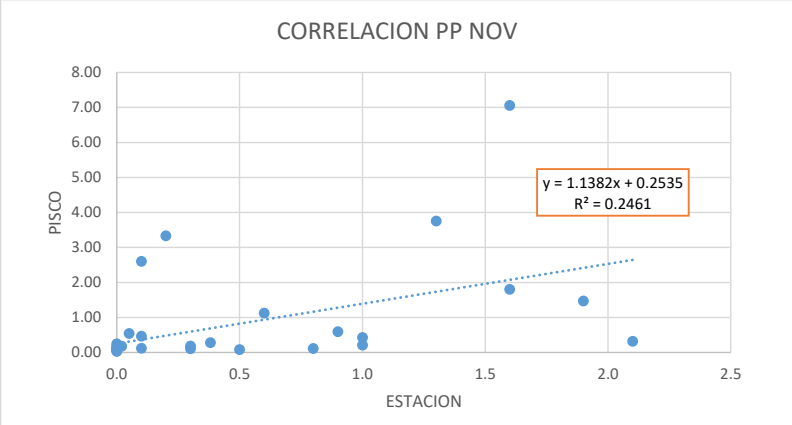

CORRELACION PP OCT
y = 0.6265x + 0.2745
R² = 0.3526
PISCO
ESTACION

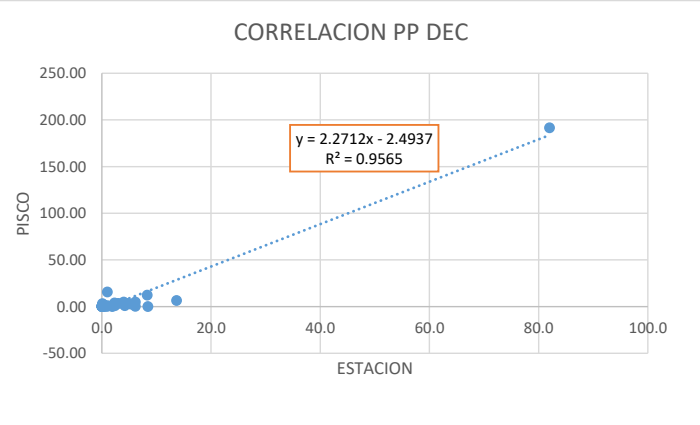

CORRELACION PP MAR
y = 1.7892x + 10.33
R² = 0.4765
PISCO
ESTACION


CORRELACION PP ABR
y = 1.1819x + 5.8707
R² = 0.3005
PISCO
ESTACION


CORRELACION PP JUL
y = 1.5665x + 0.2975
R² = 0.5117
PISCO
ESTACION


CORRELACION PP AGO
y = 1.025x + 0.2801
R² = 0.8359
PISCO
ESTACION


CORRELACION PP NOV
y = 1.1382x + 0.2535
R² = 0.2461
PISCO
ESTACION


CORRELACION PP DEC
y = 2.2712x - 2.4937
R² = 0.9565
PISCO
ESTACION

Estadistica	Resultado
Media Observada	3.33
Media PISCO	7.26
Bias	3.93
Desv Est Observada	3.51
Desv Est PISCO	7.64
RMSE	4.14
R	0.65

PISCO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Anual	promedio
n° datos	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	**38.00**	**38.00**
media	6.17	22.55	34.23	12.97	1.24	0.38	0.52	0.49	0.41	0.49	0.69	7.02	**87.16**	**7.26**
max	56.96	136.51	255.56	156.70	10.24	1.72	4.90	5.68	2.29	2.92	7.06	191.72	**379.87**	**31.66**
min	0.40	0.07	0.26	0.33	0.03	0.16	0.18	0.19	0.25	0.04	0.04	0.21	**12.32**	**1.03**
varianza	115.50	973.13	2748.54	742.76	4.21	0.11	0.71	0.83	0.12	0.43	1.89	932.14	**8397.23**	**58.31**
desv est	10.75	31.20	52.43	27.25	2.05	0.33	0.85	0.91	0.35	0.66	1.37	30.53	**91.64**	**7.64**

OBSERVADO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Anual	promedio
n° datos	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	**39.00**	**39.00**
media	2.35	12.01	13.36	6.01	0.77	0.14	0.14	0.20	0.09	0.34	0.38	4.19	**39.97**	**3.33**
max	16.90	108.90	77.80	73.60	8.40	2.40	1.62	5.00	1.60	2.70	2.10	82.00	**173.70**	**14.48**
min	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**3.50**	**0.29**
varianza	13.20	519.30	409.08	159.81	2.85	0.17	0.15	0.66	0.09	0.39	0.36	172.84	**1771.78**	**12.30**
desv est	3.63	22.79	20.23	12.64	1.69	0.41	0.39	0.81	0.30	0.62	0.60	13.15	**42.09**	**3.51**

BIAS	3.82	10.54	20.87	6.96	0.47	0.24	0.38	0.29	0.33	0.15	0.31	2.83	**47.19**	**3.93**

Anexo B. Precipitación promedio mensual de las subcuencas principales

PRECIPITACION PROMEDIO MENSUAL - MULTIANUAL: QUEBRADA 139119													
ESTACION	**ENE**	**FEB**	**MAR**	**ABR**	**MAY**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SEP**	**OCT**	**NOV**	**DIC**	**TOTAL**
Esperanza	12.910	20.583	30.244	17.755	13.187	6.691	0.132	0.187	0.076	0.396	0.367	3.785	106.313
V7	8.968	20.557	51.412	33.413	1.724	0.891	1.027	0.805	0.690	0.853	1.131	8.869	130.339
V8	4.513	26.169	35.814	9.031	0.857	0.121	0.276	0.352	0.136	0.379	0.727	5.675	84.050
V9	4.444	27.270	54.335	11.356	0.429	0.074	0.164	0.050	0.047	0.341	0.638	4.918	104.066
Promedio	7.709	23.645	42.951	17.889	4.049	1.944	0.400	0.349	0.237	0.492	0.716	5.812	

Datos Prosesados en QGIS:

Subcuenca	**ene**	**feb**	**mar**	**abr**	**may**	**jun**	**jul**	**ago**	**sep**	**oct**	**nov**	**dic**
139119	8.8061807	18.871398	37.483355	22.223333	1.769754	0.8786053	1.0482947	0.8085172	0.7975026	0.7584767	0.8588487	9.1647653

PRECIPITACION PROMEDIO MENSUAL - MULTIANUAL: QUEBRADA ACHOLADO													
Estación	**ENE**	**FEB**	**MAR**	**ABR**	**MAY**	**JUN**	**JUL**	**AGO**	**SEP**	**OCT**	**NOV**	**DIC**	**Total general**
V4	9.12	17.45	29.34	16.63	2.01	0.92	1.14	0.93	1.00	0.73	0.74	9.85	89.87
V5	6.08	21.18	9.11	3.71	1.75	0.23	0.40	0.63	0.55	0.36	0.48	7.76	52.22
V6	3.87	22.67	25.39	3.70	0.67	0.06	0.11	0.15	0.06	0.33	0.47	5.07	62.54
Promedio	**6.36**	**20.43**	**21.28**	**8.01**	**1.48**	**0.40**	**0.55**	**0.57**	**0.54**	**0.47**	**0.56**	**7.56**	**68.21**

Datos Prosesados en QGIS:

Subcuenca	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Acholado	7.48698	21.0722	34.2723	17.3545	1.60711	0.61358	0.78729	0.7101	0.63629	0.622	0.80711	8.2425

Anexo C. Temperatura máxima y mínima

SUB CUENCA : 139119

TEMPERATURA MAXIMA

ESTACION	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
V7	31.59	32.92	32.32	31.51	29.88	27.70	26.41	25.71	25.85	26.63	27.56	29.77
V8	33.40	34.90	34.20	33.42	30.75	28.49	27.54	27.53	28.63	29.69	30.66	31.72
V9	33.14	34.10	32.63	32.52	30.73	28.77	28.05	28.43	29.99	30.72	31.88	32.21
Promedio	32.71	33.97	33.05	32.48	30.45	28.32	27.33	27.22	28.16	29.01	30.03	31.23

TEMPERATURA MINIMA

ESTACION	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
V7	20.79	22.17	22.68	21.75	20.09	18.24	17.01	16.13	16.40	16.96	17.53	18.96
V8	20.99	22.26	23.01	21.88	20.06	18.49	17.33	16.59	16.66	17.23	17.76	19.18
V9	20.92	22.10	22.85	21.75	19.82	18.43	17.62	16.98	17.29	17.41	18.24	19.43
Promedio	20.90	22.18	22.85	21.80	19.99	18.39	17.32	16.57	16.78	17.20	17.84	19.19

SUB CUENCA : ACHOLADO

TEMPERATURA MAXIMA

ESTACION	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
V4	31.92	33.42	32.66	31.78	29.85	27.66	26.42	25.76	26.18	27.11	28.10	30.06
V5	33.10	34.76	33.22	32.72	30.39	28.14	27.16	27.03	28.21	29.31	30.26	31.30
V6	31.93	33.13	31.90	31.79	29.84	28.02	27.17	27.25	28.56	29.17	30.22	30.73
Promedio	32.32	33.77	32.59	32.09	30.03	27.94	26.92	26.68	27.65	28.53	29.53	30.70

TEMPERATURA MINIMA

ESTACION	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
V4	20.72	22.08	22.48	21.46	19.87	18.25	16.85	16.17	16.26	16.83	17.20	18.83
V5	20.95	22.25	22.83	21.62	19.89	18.38	17.18	16.54	16.66	17.18	17.58	19.06
V6	20.68	21.94	22.59	21.29	19.48	18.20	17.40	16.81	17.14	17.24	17.99	19.14
Promedio	20.78	22.09	22.63	21.46	19.75	18.28	17.14	16.50	16.69	17.08	17.59	19.01

Anexo D. Calculo de la evotranspiración método de Penman modificado

Temperatura mínima promedio mensual y anual (°C)

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.	PROM.
1981	19.812	21.992	22.485	21.194	19.049	17.811	16.369	15.769	16.167	16.888	17.440	18.830	18.65
1982	20.101	21.327	21.745	20.524	19.722	18.507	17.804	16.903	17.442	18.630	18.276	22.152	19.43
1983	23.253	23.854	24.613	24.000	23.537	19.041	19.176	18.276	17.812	18.177	18.713	19.353	20.82
1984	19.633	21.440	21.762	20.878	18.533	17.861	16.621	15.955	16.479	16.875	16.646	18.738	18.45
1985	19.826	20.853	21.841	19.690	17.503	17.124	15.848	15.362	15.967	16.332	16.437	18.493	17.94
1986	20.841	21.097	21.129	20.955	18.994	16.715	16.536	17.043	16.657	16.816	18.300	19.136	18.68
1987	21.685	23.415	24.270	23.114	20.020	18.847	18.086	17.087	17.429	17.505	18.084	19.317	19.90
1988	20.846	22.371	21.244	20.933	19.454	16.601	15.865	15.252	15.829	16.221	17.418	17.968	18.33
1989	20.153	21.872	22.175	20.535	18.021	17.481	16.123	16.112	16.247	17.146	17.099	17.481	18.37
1990	20.220	21.778	22.672	21.125	19.889	18.391	16.462	15.690	16.022	16.641	17.563	18.265	18.73
1991	20.320	22.008	22.943	21.273	20.048	18.479	16.711	16.238	16.558	17.079	17.719	19.714	19.09
1992	21.714	22.706	24.214	23.491	21.698	18.677	16.431	16.405	16.582	17.278	17.866	18.078	19.60
1993	20.455	22.270	22.441	21.864	20.599	19.310	17.693	16.971	17.161	17.531	17.353	19.302	19.41
1994	21.045	21.886	22.215	21.435	19.637	17.847	16.391	15.899	16.828	17.047	18.158	19.710	19.01
1995	21.631	21.989	22.044	20.604	19.228	17.986	16.994	15.927	16.509	16.741	17.881	17.934	18.79
1996	19.848	21.165	22.266	20.015	18.305	17.101	15.509	15.245	15.810	16.279	16.483	18.124	18.01
1997	19.455	21.597	22.682	22.061	22.132	19.726	19.973	19.323	17.440	18.798	17.924	22.723	20.32
1998	23.376	23.732	24.373	23.541	21.797	19.617	18.071	16.648	17.040	17.371	17.662	17.503	20.06
1999	19.458	21.719	21.590	20.683	18.460	17.684	16.273	15.721	16.362	16.464	17.184	18.673	18.36
2000	19.247	20.873	21.502	21.091	19.280	18.199	16.833	16.421	16.756	16.600	16.137	19.052	18.50
2001	20.402	21.906	22.756	21.815	18.895	17.296	16.773	16.100	15.887	16.293	17.413	18.664	18.68
2002	19.761	22.082	23.612	21.984	19.795	17.155	16.855	16.267	16.383	17.793	18.524	19.855	19.17
2003	21.158	22.268	22.044	20.733	19.120	17.857	16.504	16.277	16.551	17.013	18.063	19.187	18.90
2004	19.862	22.335	22.780	21.200	18.901	17.280	16.924	15.499	16.693	17.531	18.239	19.217	18.87
2005	20.774	22.354	22.488	21.571	18.792	18.051	16.575	16.351	16.255	16.214	16.385	18.110	18.66
2006	20.622	22.693	22.592	20.461	18.754	18.195	17.672	17.249	17.232	17.354	18.395	19.457	19.22
2007	22.241	22.192	22.662	21.024	18.474	17.041	16.685	15.536	15.436	15.693	17.390	17.790	18.51
2008	20.777	21.940	23.025	21.433	19.465	18.753	18.062	17.900	17.542	17.307	17.611	18.006	19.32
2009	20.957	22.014	22.497	21.082	19.524	19.070	18.141	17.165	17.273	17.493	18.032	20.019	19.44
2010	21.812	22.916	23.411	22.008	20.090	18.380	16.433	15.826	15.928	15.845	15.991	18.080	18.89
2011	19.985	21.325	21.335	21.320	19.905	19.376	17.730	16.695	16.460	15.819	17.580	19.144	18.89
2012	20.950	21.761	22.818	22.165	20.605	19.883	18.414	16.864	16.891	17.385	18.332	18.388	19.54
2013	21.113	21.741	22.567	20.629	19.004	17.317	15.645	15.933	15.901	16.705	16.513	18.589	18.47
2014	21.380	21.725	22.565	21.310	21.423	20.219	17.873	16.973	16.776	17.471	18.067	18.780	19.55
2015	20.917	22.395	23.200	22.150	21.695	20.182	19.138	17.987	18.543	19.195	19.423	21.278	20.51
2016	22.565	23.662	24.196	22.592	20.567	18.953	17.991	17.244	17.846	17.412	16.962	19.224	19.93
2017	21.118	22.248	22.878	21.560	19.971	18.881	17.584	16.787	16.857	17.032	17.603	18.947	19.29
2018	21.096	22.259	22.897	21.556	19.954	18.920	17.586	16.775	16.844	17.015	17.595	18.930	19.29
2019	21.084	22.231	22.871	21.509	19.971	19.000	17.669	16.824	16.904	17.100	17.636	19.110	19.33
2020	21.255	22.347	23.009	21.661	20.218	19.119	17.845	16.962	16.996	17.175	17.711	19.156	19.45
2021	21.238	22.338	23.000	21.654	20.209	19.181	17.894	16.983	17.022	17.185	17.675	19.172	19.46
2022	21.222	22.289	22.988	21.570	20.128	19.199	17.895	16.965	17.017	17.162	17.617	19.173	19.44
MAXIMO	**23.38**	**23.85**	**24.61**	**24.00**	**23.54**	**20.22**	**19.97**	**19.32**	**18.54**	**19.20**	**19.42**	**22.72**	**20.82**
PROMEDIO	**20.84**	**22.12**	**22.68**	**21.48**	**19.79**	**18.39**	**17.23**	**16.56**	**16.72**	**17.09**	**17.60**	**19.02**	**19.13**
MINIMO	**19.25**	**20.85**	**21.13**	**19.69**	**17.50**	**16.60**	**15.51**	**15.25**	**15.44**	**15.69**	**15.99**	**17.48**	**17.94**

Temperatura máxima promedio mensual y anual (°C)

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.	PROM.
1981	31.73	33.15	32.06	31.65	28.83	27.15	26.23	25.97	27.67	28.36	29.37	30.57	29.40
1982	32.01	33.34	32.04	31.28	29.01	27.79	27.05	26.59	27.90	29.45	30.34	31.19	29.83
1983	32.09	34.05	32.71	32.43	31.26	29.52	28.99	27.95	28.17	28.34	29.55	30.13	30.43
1984	32.37	33.21	31.52	31.17	28.81	27.26	25.92	26.11	26.82	28.19	29.12	30.61	29.26
1985	31.20	33.59	32.14	31.18	28.60	27.42	25.63	25.50	27.13	27.73	29.39	30.29	29.15
1986	31.77	33.71	32.20	31.34	28.98	26.74	26.40	26.18	27.88	28.45	29.61	30.67	29.49
1987	32.72	33.95	32.78	32.47	30.32	28.68	27.39	27.30	28.28	28.99	29.96	31.06	30.32
1988	32.28	33.68	32.33	31.99	30.23	27.33	26.22	26.02	26.96	28.05	29.04	30.34	29.54
1989	32.08	32.98	31.94	31.26	28.66	26.40	26.02	25.92	26.70	28.10	29.73	30.48	29.19
1990	32.47	33.62	33.00	31.90	29.75	28.23	26.57	26.56	27.47	28.31	29.45	30.64	29.83
1991	32.58	34.01	32.95	32.53	30.83	28.33	26.86	26.69	27.65	28.51	29.88	31.26	30.17
1992	32.60	33.97	32.85	32.19	31.18	28.61	27.33	26.83	27.38	28.93	29.74	30.64	30.19
1993	32.83	33.81	32.67	32.26	30.31	28.69	27.40	27.12	27.86	28.81	29.41	30.47	30.14
1994	31.96	33.33	32.02	31.65	29.80	27.23	26.10	25.81	27.45	28.65	29.66	30.66	29.53
1995	32.65	33.50	32.71	32.01	29.93	28.24	26.67	26.29	27.68	28.28	29.41	30.36	29.81
1996	31.89	33.96	32.13	31.05	29.35	26.29	25.45	25.62	27.12	27.66	28.94	30.56	29.17
1997	32.16	34.05	33.27	32.45	31.83	29.45	29.45	29.66	28.55	30.25	30.12	32.21	31.12
1998	32.85	33.91	32.72	32.40	31.09	29.63	28.28	27.28	28.25	28.63	29.79	30.51	30.45
1999	32.29	33.31	32.73	31.78	28.80	26.97	25.87	25.96	27.01	28.79	29.59	29.91	29.42
2000	32.00	33.59	31.75	31.53	29.10	26.93	25.80	26.38	27.49	28.86	29.21	30.04	29.39
2001	31.76	33.70	31.79	31.39	28.47	25.99	25.15	25.73	26.68	27.22	28.69	29.98	28.88
2002	32.45	33.73	32.74	31.71	30.53	27.91	26.31	26.20	27.44	28.48	29.67	30.50	29.81
2003	32.30	33.69	32.85	32.15	29.71	27.39	26.48	26.65	27.03	28.52	29.23	30.80	29.73
2004	32.26	34.21	33.11	32.00	29.75	27.39	26.32	26.58	27.85	28.98	29.76	30.89	29.92
2005	32.99	33.77	32.24	33.03	29.81	27.53	26.82	26.52	27.07	27.74	28.82	30.10	29.70
2006	32.63	33.46	32.59	31.99	30.22	27.40	26.66	27.06	28.12	29.12	30.16	30.94	30.03
2007	32.67	34.65	32.93	32.40	30.13	27.07	26.43	25.51	26.56	26.97	28.22	29.52	29.42
2008	31.38	32.97	32.46	31.66	29.25	27.08	26.82	26.40	27.88	28.41	28.95	30.83	29.51
2009	31.63	33.00	32.42	32.40	30.35	28.01	27.49	26.98	27.72	28.49	29.47	30.59	29.88
2010	32.36	33.71	33.02	32.68	30.73	28.09	26.87	26.41	26.96	27.87	28.42	30.05	29.77
2011	32.44	34.44	33.04	32.12	30.56	28.82	27.38	26.86	27.66	28.02	29.49	30.63	30.12
2012	32.26	33.58	33.27	33.19	31.27	29.68	27.79	26.95	27.81	28.41	29.79	31.09	30.43
2013	32.54	34.70	32.54	32.01	29.29	27.18	26.52	26.74	27.73	28.32	29.21	31.31	29.84
2014	33.12	34.57	33.29	33.35	30.97	29.84	28.56	27.69	28.61	29.37	30.37	31.50	30.94
2015	32.92	34.57	32.94	33.51	31.49	30.19	29.23	28.35	29.95	30.25	30.61	32.12	31.34
2016	33.26	34.33	33.57	33.25	31.87	29.49	28.51	28.15	28.96	29.51	30.86	31.64	31.12
2017	32.64	34.13	33.04	32.78	30.72	28.47	27.47	27.12	28.01	28.69	29.59	30.95	30.30
2018	32.64	34.14	33.06	32.83	30.72	28.48	27.49	27.12	28.05	28.69	29.58	30.97	30.31
2019	32.65	34.15	33.08	32.85	30.73	28.52	27.55	27.16	28.10	28.77	29.64	31.03	30.35
2020	32.66	34.20	33.13	32.94	30.87	28.67	27.74	27.28	28.18	28.78	29.65	31.03	30.43
2021	32.70	34.20	33.11	32.97	30.87	28.71	27.77	27.31	28.19	28.79	29.64	31.06	30.44
2022	32.66	34.22	33.12	32.99	30.85	28.75	27.78	27.30	28.21	28.77	29.65	31.07	30.45
MAXIMO	**33.3**	**34.7**	**33.6**	**33.5**	**31.9**	**30.2**	**29.5**	**29.7**	**29.9**	**30.3**	**30.9**	**32.2**	**31.3**
PROMEDIO	**32.4**	**33.8**	**32.7**	**32.2**	**30.1**	**28.0**	**27.0**	**26.8**	**27.7**	**28.6**	**29.5**	**30.7**	**30.0**
MINIMO	**31.2**	**33.0**	**31.5**	**31.1**	**28.5**	**26.0**	**25.1**	**25.5**	**26.6**	**27.0**	**28.2**	**29.5**	**28.9**

Humedad Relativa Promedio Mensual (%)													
AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.	PROM.
2005	72.20	72.10	70.60	70.50	74.60	80.30	74.30	76.10	76.40	78.20	72.40	73.50	74.27
2006	71.50	72.20	71.50	69.80	69.80	78.40	80.20	79.50	75.80	76.20	75.60	71.40	74.33
2007	72.10	71.10	71.50	70.90	69.80	78.40	80.20	79.50	75.80	76.20	75.60	71.40	74.38
2008	77.20	75.40	74.40	74.30	77.50	79.20	78.00	80.80	78.20	75.80	76.30	77.00	77.01
2009	79.80	79.60	79.90	72.80	74.90	79.70	78.30	85.20	85.50	86.10	84.70	81.80	80.69
2010	79.30	79.30	73.40	70.30	73.10	81.60	76.10	80.30	84.50	77.30	80.20	82.20	78.13
2011	70.50	73.20	76.30	73.60	73.50	73.80	74.20	76.10	76.90	75.30	74.60	70.10	74.01
2012	61.50	77.60	74.30	71.70	70.30	74.40	75.00	75.60	78.40	75.00	75.40	77.00	73.85
2013	71.10	71.40	75.70	71.50	73.40	75.80	77.70	75.70	77.30	77.20	74.60	72.30	74.48
2017	75.74	80.68	84.55	74.45	73.84	75.82	79.00	76.01	75.38	76.64	77.31	73.28	76.89
2018	72.23	71.89	71.71	71.33	72.09	76.58	77.65	77.02	77.37	76.49	74.93	75.23	74.54
2019	73.63	78.33	69.71	66.98	71.08	72.19	75.00	77.98	76.63	75.95	S/D	75.40	73.90
2020	73.32	71.91	72.71	S/D	S/D	S/D	73.69	75.48	75.56	75.68	73.82	74.22	74.04
2021	69.05	69.02	72.83	66.85	75.16	76.09	77.22	75.21	75.88	75.32	75.72	73.38	73.48
2022	73.1	70.5	69.5	70.3	72.3	72.1	74.3	76.5	74.0	75.0	76.5	72.7	73.05
MAXIMO	**79.80**	**80.68**	**84.55**	**74.45**	**77.50**	**81.60**	**80.20**	**85.20**	**85.50**	**86.10**	**84.70**	**82.20**	**80.69**
PROMEDIO	**72.82**	**74.28**	**73.90**	**71.09**	**72.95**	**76.74**	**76.72**	**77.80**	**77.57**	**76.83**	**76.27**	**74.73**	**75.14**
MINIMO	**61.50**	**69.02**	**69.46**	**66.85**	**69.80**	**72.05**	**73.69**	**75.21**	**73.99**	**75.00**	**72.40**	**70.10**	**73.05**

Cuadro ETP 1:

Cálculo de evapotranspiración potencial – Qda Acholado

EVAPOTRANSPIRACIÓN OBTENIDA MEDIANTE EL PROGRAMA CROPWAT

Cálculo de evapotranspiración - Penman Monteith							
Mes	**Temp Min**	**Temp Max**	**Humedad**	**Viento**	**Insolación**	**Rad**	**ETo**
	°C	°C	%	km/día	horas	MJ/m²/día	mm/día
Enero	20.8	32.4	73	173	5.9	-3.1	1.39
Febrero	22.1	33.8	74	173	5.7	-1.1	1.38
Marzo	22.7	32.7	74	173	5.8	2.1	1.39
Abril	21.5	32.2	71	173	6.1	7.6	2.62
Mayo	19.8	30.1	73	173	6.1	13.9	3.71
Junio	18.4	28.0	77	173	5.3	16	3.51
Julio	17.2	27.0	77	173	5.5	14.8	3.46
Agosto	16.6	26.8	78	173	5.4	9.4	2.38
Septiembre	16.7	27.7	78	173	5.8	7	1.23
Octubre	17.1	28.6	77	173	5.6	-0.3	1.12
Noviembre	17.6	29.5	76	173	5.8	-2.6	1.19
Diciembre	19.0	30.7	75	173	6	-3.8	1.26
Promedio	19.1	30.0	75	173	5.8	5	2.05

Temperatura mínima promedio mensual y anual (°C)

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.	PROM.
1981	19.95	22.08	22.71	21.53	19.29	17.92	16.55	15.83	16.27	17.00	17.71	19.00	18.82
1982	20.22	21.39	21.95	20.87	19.96	18.61	17.99	16.95	17.55	18.77	18.53	22.33	19.59
1983	23.36	23.94	24.82	24.34	23.74	19.13	19.37	18.36	17.94	18.29	18.97	19.51	20.98
1984	19.76	21.53	21.98	21.23	18.78	17.96	16.80	16.02	16.58	17.00	16.93	18.92	18.62
1985	19.93	20.94	22.07	20.02	17.73	17.22	16.00	15.44	16.05	16.45	16.69	18.66	18.10
1986	20.96	21.19	21.36	21.28	19.25	16.82	16.68	17.09	16.75	16.94	18.56	19.32	18.85
1987	21.79	23.49	24.51	23.47	20.27	18.96	18.27	17.15	17.54	17.64	18.33	19.50	20.08
1988	20.96	22.46	21.45	21.27	19.72	16.75	16.03	15.32	15.93	16.33	17.64	18.14	18.50
1989	20.27	21.98	22.43	20.87	18.28	17.59	16.35	16.18	16.36	17.26	17.43	17.69	18.56
1990	20.33	21.87	22.90	21.48	20.12	18.49	16.63	15.70	16.14	16.80	17.79	18.45	18.89
1991	20.43	22.11	23.16	21.62	20.30	18.58	16.89	16.31	16.70	17.23	17.98	19.90	19.27
1992	21.82	22.80	24.43	23.84	21.95	18.79	16.61	16.47	16.70	17.39	18.12	18.27	19.77
1993	20.59	22.36	22.65	22.20	20.91	19.48	17.93	17.03	17.26	17.66	17.63	19.51	19.60
1994	21.15	21.97	22.43	21.77	19.89	17.94	16.56	15.97	16.93	17.20	18.42	19.89	19.18
1995	21.77	22.09	22.26	20.96	19.48	18.09	17.18	15.99	16.60	16.85	18.13	18.12	18.96
1996	19.97	21.26	22.47	20.30	18.50	17.19	15.66	15.30	15.87	16.38	16.77	18.31	18.17
1997	19.59	21.68	22.94	22.40	22.33	19.90	20.24	19.47	17.56	18.95	18.21	22.90	20.51
1998	23.49	23.82	24.56	23.87	22.03	19.75	18.27	16.73	17.16	17.49	17.93	17.70	20.23
1999	19.57	21.80	21.81	21.00	18.68	17.77	16.44	15.78	16.45	16.58	17.43	18.85	18.51
2000	19.34	20.96	21.71	21.41	19.51	18.30	16.98	16.49	16.84	16.73	16.42	19.25	18.66
2001	20.51	21.99	22.98	22.16	19.14	17.38	16.92	16.16	15.99	16.39	17.66	18.85	18.85
2002	19.89	22.18	23.83	22.33	20.06	17.28	17.05	16.33	16.50	17.92	18.77	20.04	19.35
2003	21.27	22.36	22.27	21.06	19.35	17.96	16.67	16.34	16.65	17.12	18.31	19.37	19.06
2004	20.00	22.43	23.00	21.55	19.11	17.37	17.07	15.57	16.79	17.63	18.48	19.39	19.03
2005	20.89	22.44	22.69	21.91	19.04	18.14	16.75	16.41	16.33	16.30	16.64	18.30	18.82
2006	20.74	22.77	22.79	20.80	19.00	18.29	17.82	17.31	17.33	17.48	18.65	19.64	19.38
2007	22.35	22.32	22.87	21.38	18.75	17.19	16.84	15.58	15.50	15.80	17.57	17.99	18.68
2008	20.89	22.03	23.24	21.79	19.70	18.87	18.26	17.97	17.64	17.42	17.84	18.22	19.49
2009	21.06	22.09	22.70	21.42	19.78	19.16	18.33	17.26	17.37	17.60	18.28	20.20	19.60
2010	21.95	23.00	23.63	22.35	20.31	18.51	16.57	15.89	16.02	15.96	16.25	18.29	19.06
2011	20.12	21.45	21.61	21.65	20.18	19.49	17.91	16.76	16.55	15.95	17.80	19.32	19.06
2012	21.06	21.84	23.02	22.54	20.88	20.01	18.56	16.92	16.94	17.50	18.56	18.58	19.70
2013	21.20	21.83	22.74	20.95	19.19	17.40	15.72	15.97	15.96	16.79	16.74	18.74	18.60
2014	21.48	21.76	22.75	21.65	21.62	20.33	18.04	17.02	16.87	17.57	18.32	18.94	19.70
2015	21.01	22.47	23.37	22.46	21.89	20.30	19.34	18.07	18.66	19.32	19.68	21.45	20.67
2016	22.69	23.74	24.40	22.93	20.81	19.06	18.18	17.30	17.94	17.53	17.24	19.37	20.10
2017	21.23	22.33	23.08	21.90	20.20	18.99	17.74	16.85	16.94	17.14	17.84	19.13	19.45
2018	21.21	22.34	23.10	21.89	20.18	19.03	17.75	16.84	16.93	17.12	17.83	19.11	19.44
2019	21.20	22.31	23.07	21.85	20.20	19.11	17.83	16.89	16.99	17.21	17.87	19.29	19.48
2020	21.37	22.43	23.21	22.00	20.44	19.23	18.00	17.03	17.08	17.28	17.95	19.33	19.61
2021	21.35	22.42	23.19	21.99	20.43	19.29	18.05	17.05	17.10	17.29	17.91	19.35	19.62
2022	21.33	22.37	23.18	21.91	20.35	19.31	18.05	17.03	17.10	17.26	17.85	19.35	19.59
MAXIMO	**23.49**	**23.94**	**24.82**	**24.34**	**23.74**	**20.33**	**20.24**	**19.47**	**18.66**	**19.32**	**19.68**	**22.90**	**20.98**
PROMEDIO	**20.95**	**22.21**	**22.89**	**21.81**	**20.03**	**18.50**	**17.40**	**16.62**	**16.82**	**17.20**	**17.85**	**19.20**	**19.29**
MINIMO	**19.34**	**20.94**	**21.36**	**20.02**	**17.73**	**16.75**	**15.66**	**15.30**	**15.50**	**15.80**	**16.25**	**17.69**	**18.10**

Temperatura máxima promedio mensual y anual (°C)													
AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.	PROM.
1981	32.12	33.35	32.56	32.05	29.22	27.38	26.63	26.49	28.22	28.81	29.87	31.12	29.82
1982	32.40	33.53	32.51	31.64	29.39	28.15	27.46	27.06	28.35	30.01	30.80	31.72	30.25
1983	32.48	34.21	33.16	32.82	31.65	29.99	29.54	28.55	28.84	28.85	30.08	30.70	30.91
1984	32.77	33.42	32.01	31.53	29.27	27.65	26.33	26.62	27.30	28.70	29.66	31.17	29.70
1985	31.64	33.80	32.62	31.56	29.03	27.71	26.03	26.02	27.66	28.20	29.92	30.86	29.59
1986	32.21	33.90	32.69	31.75	29.43	27.04	26.79	26.73	28.47	28.92	30.17	31.21	29.94
1987	33.15	34.18	33.24	32.84	30.73	29.05	27.84	27.84	28.80	29.49	30.51	31.60	30.77
1988	32.74	33.92	32.74	32.36	30.61	27.68	26.60	26.55	27.48	28.53	29.57	30.91	29.97
1989	32.56	33.26	32.46	31.68	29.06	26.78	26.38	26.44	27.20	28.58	30.23	30.92	29.63
1990	32.86	33.81	33.42	32.25	30.01	28.60	26.97	27.11	27.98	28.83	30.00	31.19	30.25
1991	32.93	34.21	33.44	32.91	31.24	28.67	27.23	27.20	28.13	28.97	30.38	31.80	30.59
1992	32.98	34.15	33.27	32.59	31.74	29.06	27.73	27.35	27.89	29.41	30.24	31.15	30.63
1993	33.17	34.02	33.16	32.67	30.74	29.06	27.82	27.64	28.36	29.22	29.88	31.04	30.56
1994	32.38	33.54	32.51	32.05	30.23	27.62	26.49	26.34	27.87	29.13	30.20	31.19	29.97
1995	33.04	33.72	33.17	32.38	30.31	28.63	27.11	26.86	28.21	28.78	29.95	30.92	30.26
1996	32.33	34.28	32.61	31.45	29.77	26.61	25.80	26.15	27.58	28.05	29.43	31.09	29.60
1997	32.58	34.26	33.76	32.85	32.26	29.90	29.95	30.44	28.74	30.66	30.43	32.81	31.55
1998	33.26	34.11	33.18	32.79	31.65	30.26	28.88	28.02	28.87	29.18	30.33	31.03	30.96
1999	32.72	33.73	33.28	32.25	29.25	27.37	26.34	26.49	27.57	29.42	30.17	30.45	29.92
2000	32.40	33.82	32.25	31.94	29.51	27.37	26.20	26.93	28.01	29.32	29.76	30.59	29.84
2001	32.19	33.89	32.24	31.74	28.90	26.29	25.45	26.20	27.14	27.63	29.20	30.47	29.28
2002	32.74	33.93	33.22	32.12	30.92	28.29	26.68	26.71	27.88	28.95	30.21	31.01	30.22
2003	32.64	33.89	33.33	32.53	30.07	27.70	26.84	27.13	27.47	28.94	29.56	31.31	30.12
2004	32.58	34.30	33.46	32.26	30.09	27.69	26.70	27.04	28.25	29.49	30.26	31.42	30.30
2005	33.37	33.95	32.70	33.37	30.23	27.86	27.22	27.04	27.53	28.22	29.29	30.64	30.12
2006	33.01	33.68	33.10	32.39	30.66	27.79	27.06	27.60	28.66	29.60	30.64	31.49	30.47
2007	33.07	34.83	33.41	32.79	30.54	27.37	26.82	25.94	27.05	27.49	28.67	30.03	29.83
2008	31.75	33.19	32.95	32.08	29.72	27.48	27.31	27.02	28.42	28.97	29.46	31.37	29.98
2009	32.02	33.22	32.92	32.78	30.80	28.38	27.94	27.52	28.22	28.93	30.01	31.13	30.32
2010	32.75	33.90	33.49	33.05	31.13	28.44	27.16	26.85	27.43	28.34	28.81	30.57	30.16
2011	32.71	34.61	33.16	32.52	30.96	29.16	27.81	27.39	28.19	28.49	29.94	31.16	30.51
2012	32.65	33.77	33.73	33.61	31.77	30.07	28.23	27.50	28.33	28.93	30.32	31.61	30.88
2013	32.90	34.83	33.02	32.36	29.73	27.57	26.92	27.22	28.24	28.79	29.64	31.86	30.26
2014	33.49	34.52	33.55	33.73	31.42	30.24	29.01	28.28	29.19	29.86	30.91	32.03	31.35
2015	33.28	34.74	33.46	33.97	31.91	30.71	29.75	28.96	30.68	30.81	31.17	32.69	31.84
2016	33.64	34.52	34.01	33.65	32.31	29.90	28.96	28.72	29.46	29.96	31.38	32.20	31.56
2017	32.99	34.30	33.47	33.17	31.16	28.87	27.89	27.66	28.52	29.17	30.07	31.48	30.73
2018	32.99	34.30	33.48	33.22	31.16	28.87	27.91	27.66	28.56	29.18	30.06	31.50	30.74
2019	33.00	34.30	33.49	33.25	31.17	28.91	27.97	27.70	28.61	29.25	30.11	31.56	30.78
2020	33.01	34.34	33.54	33.34	31.30	29.07	28.17	27.82	28.70	29.27	30.13	31.56	30.86
2021	33.04	34.34	33.52	33.36	31.31	29.11	28.20	27.85	28.71	29.28	30.12	31.59	30.87
2022	33.00	34.36	33.53	33.38	31.30	29.15	28.21	27.84	28.74	29.26	30.12	31.60	30.87
MAXIMO	**33.6**	**34.8**	**34.0**	**34.0**	**32.3**	**30.7**	**30.0**	**30.4**	**30.7**	**30.8**	**31.4**	**32.8**	**31.8**
PROMEDIO	**32.8**	**34.0**	**33.1**	**32.6**	**30.6**	**28.4**	**27.4**	**27.3**	**28.2**	**29.0**	**30.0**	**31.3**	**30.4**
MINIMO	**31.6**	**33.2**	**32.0**	**31.5**	**28.9**	**26.3**	**25.4**	**25.9**	**27.0**	**27.5**	**28.7**	**30.0**	**29.3**

Cuadro ETP 1:

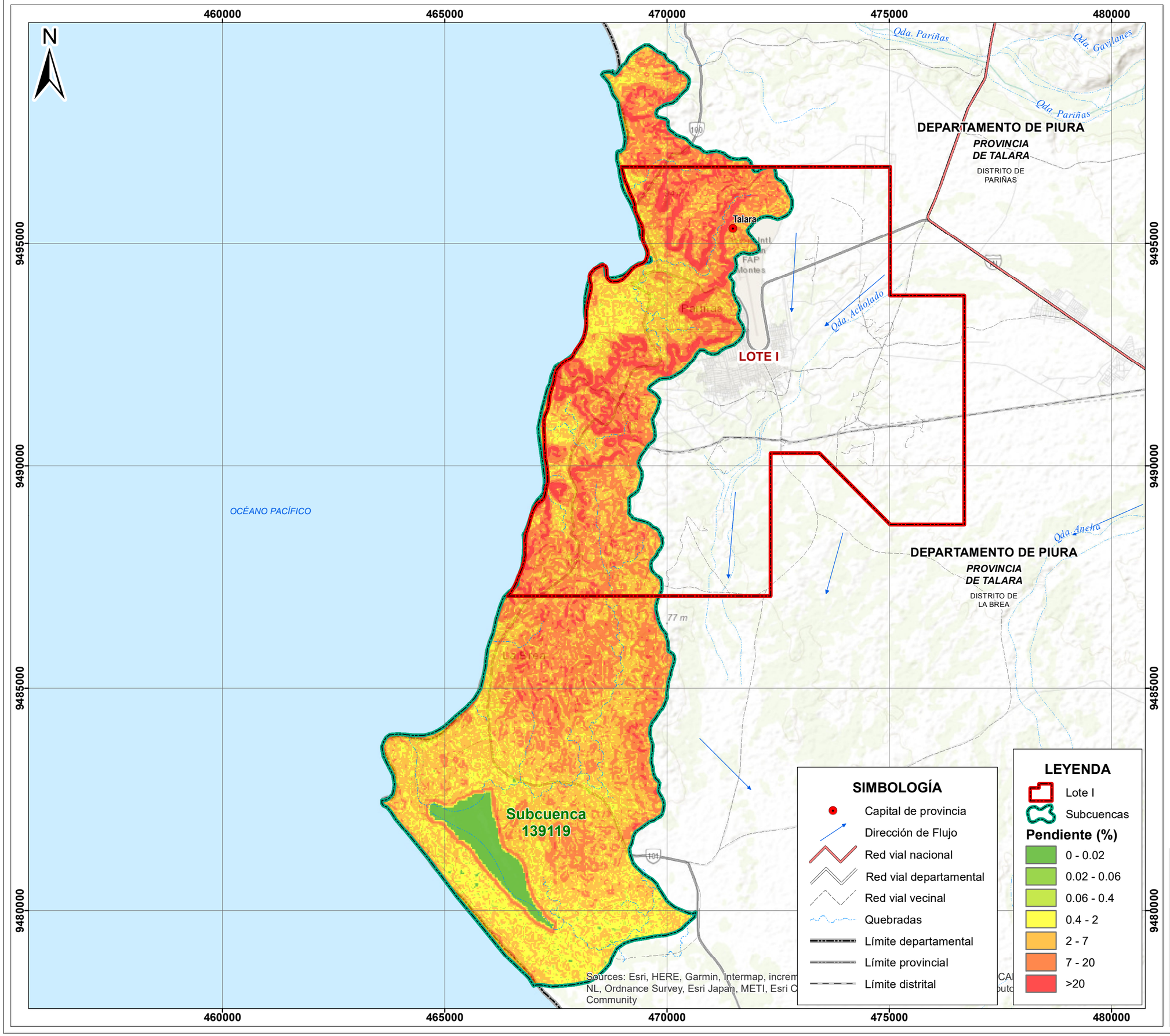
Cálculo de evapotranspiración potencial – 139119

EVAPOTRANSPIRACIÓN OBTENIDA MEDIANTE EL PROGRAMA CROPWAT

Cálculo de evapotranspiración - Penman Monteith							
Mes	**Temp Min**	**Temp Max**	**Humedad**	**Viento**	**Insolación**	**Rad**	**ETo**
	°C	°C	%	km/día	horas	MJ/m²/día	mm/día
Enero	21.0	32.8	73	173	5.9	-3.1	1.4
Febrero	22.2	34.0	74	173	5.7	-1.1	1.39
Marzo	22.9	33.1	74	173	5.8	2.1	1.41
Abril	21.8	32.6	71	173	6.1	7.6	2.64
Mayo	20.0	30.6	73	173	6.1	13.9	3.75
Junio	18.5	28.4	77	173	5.3	16	3.53
Julio	17.4	27.4	77	173	5.5	14.8	3.49
Agosto	16.6	27.3	78	173	5.4	9.4	2.42
Septiembre	16.8	28.2	78	173	5.8	7	1.25
Octubre	17.2	#¡REF!	77	173	5.6	-0.3	1.14
Noviembre	17.8	#¡REF!	76	173	5.8	-2.6	1.21
Diciembre	19.2	#¡REF!	75	173	6	-3.8	1.28
Promedio	19.3	#¡REF!	75	173	5.8	5	2.08

MAPAS

Mapa HI-1. Mapa de pendientes de la subcuenca 139119



WAGNER GIM VERDE BEDOYA
INGENIERO AGRÓNOMO
Reg. CIP Nº 110093
BIOGEA CONSULTORES SAC

NOTAS:

1.- Sistema de Coordenadas UTM Zona 17S Datum: WGS84.
2.- Fuente: Cartografía Digital del IGN, Escala 1:100 000.
3.- Fuente: BIOGEA CONSULTORES S.A.C.

1,000 500 0 1,000 2,000 3,000 Meters

Petroperú

PROYECTO : PLAN AMBIENTAL DETALLADO (PAD) DEL LOTE I

TÍTULO : MAPA DE PENDIENTES DE LA SUBCUENCA 139119

DATUM:	ELABORÓ :	ESCALA :	PROYECTO:
WGS84 Z17S	W.V.B.	1 / 80000	BG-22195
BIO GEA	DIBUJÓ : J.Q.V.	FECHA : SEPTIEMBRE 2023	PLANO N° : BG-22195-HI-01

Mapa HI-2. Mapa de pendientes de la subcuenca Acholado

470000 475000 480000 485000 490000

9500000 9495000 9490000 9485000 9480000

N

OCÉANO PACÍFICO

Qda. Pariñas
Qda. Gayllanes
Qda. Volcan
Qda. Mogollon
Qda. Del Salado
Qda. Acholado
Qda. Pan Azucar
Qda. Ancha
Qda. Cerro El Muerto
Qda. Cerro Prieto

Talara
Pariñas
La Brea
94 m
166 m
156 m

DEPARTAMENTO DE PIURA
PROVINCIA DE TALARA
DISTRITO DE PARIÑAS

DEPARTAMENTO DE PIURA
PROVINCIA DE TALARA
DISTRITO DE LA BREA

LOTE I

Subcuenca Acholada

SIMBOLOGÍA

- Capital de provincia
- Dirección de Flujo
- Red vial nacional
- Red vial departamental
- Red vial vecinal
- Quebradas
- Límite departamental
- Límite provincial
- Límite distrital

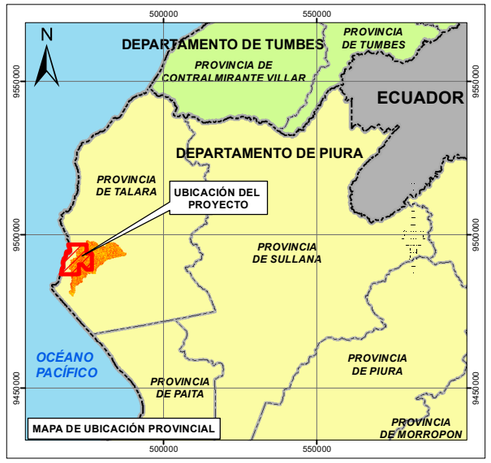
LEYENDA

- Lote I
- Subcuencas

Pendiente (%)

- 0 - 0.02
- 0.02 - 0.06
- 0.06 - 0.4
- 0.4 - 2
- 2 - 7
- 7 - 20
- >20

Sources: Esri, HERE, Garmin, Intermap, increm CA
NL, Ordnance Survey, Esri Japan, METI, Esri C outo
Community



WAGNER GIM VERDE BEDOYA
INGENIERO AGRÓNOMO
Reg. CIP Nº 110093
BIOGEA CONSULTORES SAC

NOTAS:

1.- Sistema de Coordenadas UTM Zona 17S Datum: WGS84.
2.- Fuente: Cartografía Digital del IGN, Escala 1:100 000.
3.- Fuente: BIOGEA CONSULTORES S.A.C.

1,000 500 0 1,000 2,000 3,000 Meters

Petroperú

PROYECTO :

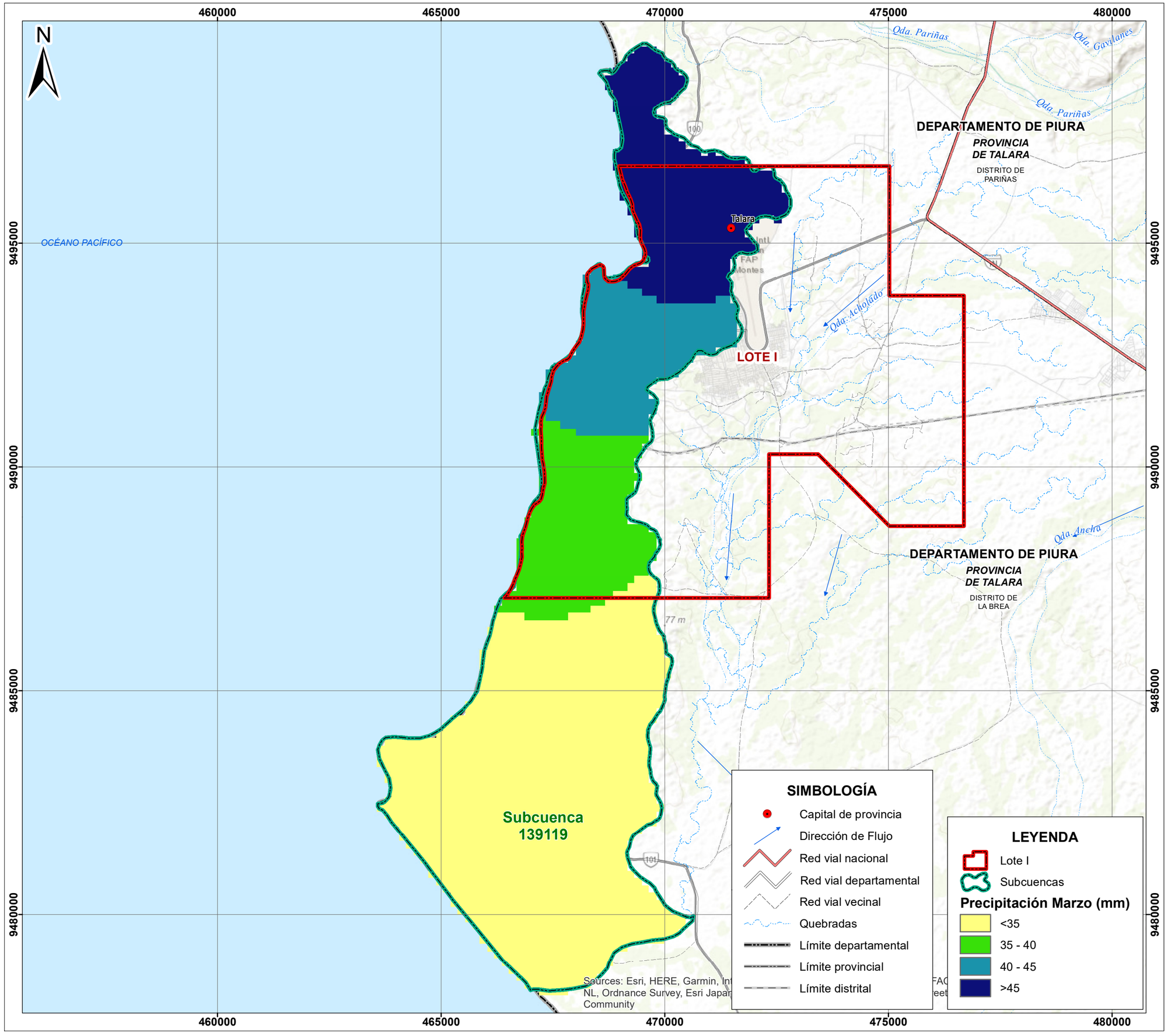
PLAN AMBIENTAL DETALLADO (PAD) DEL LOTE I

TÍTULO :

MAPA DE PENDIENTES DE LA SUBCUENCA ACHOLADA

DATUM:	ELABORÓ :	ESCALA :	PROYECTO:
WGS84 Z17S	W.V.B.	1 / 80000	BG-22195
BIO GEA	DIBUJÓ : J.Q.V.	FECHA : SEPTIEMBRE 2023	PLANO N° : BG-22195-HI-02

Mapa HI-3. Mapa de isoyetas de la subcuenca 139119



WAGNER GIM
VERDE BEDOYA
INGENIERO AGRÓNOMO
Reg. CIP Nº 110093
BIOGEA CONSULTORES SAC

NOTAS:

1.- Sistema de Coordenadas UTM Zona 17S Datum: WGS84.
2.- Fuente: Cartografía Digital del IGN, Escala 1:100 000.
3.- Fuente: BIOGEA CONSULTORES S.A.C.

1,000 500 0 1,000 2,000 3,000 Meters

Petroperú

PROYECTO :

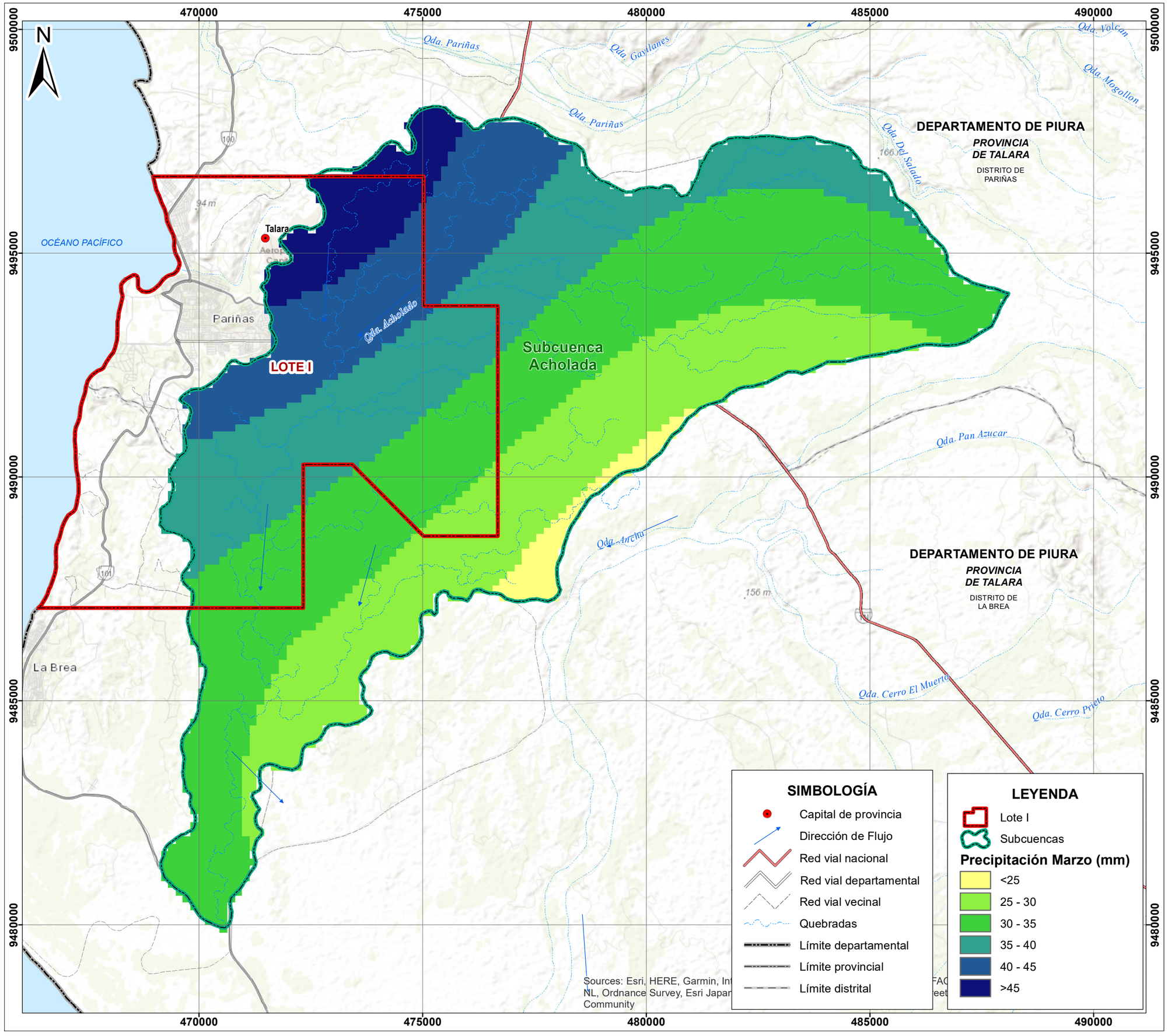
PLAN AMBIENTAL DETALLADO (PAD) DEL LOTE I

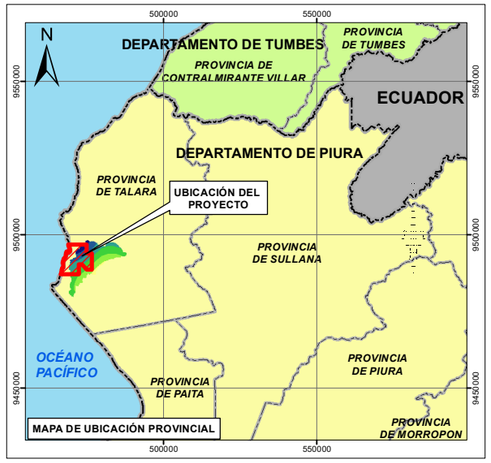
TÍTULO :

MAPA DE ISOYETAS DE LA SUBCUENCA 139119

DATUM:	ELABORÓ :	ESCALA :	PROYECTO:
WGS84 Z17S	W.V.B.	1 / 80000	BG-22195
BIO GEA	DIBUJÓ : J.Q.V.	FECHA : SEPTIEMBRE 2023	PLANO N° : BG-22195-HI-03

Mapa HI-4. Mapa de isoyetas de la subcuenca Acholado





WAGNER GIM
VERDE BEDOYA
INGENIERO AGRÓNOMO
Reg. CIP Nº 110093
BIOGEA CONSULTORES SAC

NOTAS:

1.- Sistema de Coordenadas UTM Zona 17S Datum: WGS84.
2.- Fuente: Cartografía Digital del IGN, Escala 1:100 000.
3.- Fuente: BIOGEA CONSULTORES S.A.C.

1,000 500 0 1,000 2,000 3,000 Meters

Petroperú

PROYECTO :

PLAN AMBIENTAL DETALLADO (PAD) DEL LOTE I

TÍTULO :

MAPA DE ISOYETAS DE LA SUBCUENCA ACHOLADA

DATUM:	ELABORÓ :	ESCALA :	PROYECTO:
WGS84 Z17S	W.V.B.	1 / 80000	BG-22195
BIO GEA	DIBUJÓ : J.Q.V.	FECHA : SEPTIEMBRE 2023	PLANO N° : BG-22195-HI-04

Anexo 7

Calidad de agua

Anexo 7.1
Informe de ensayo – calidad de agua

ALAB
ANALYTICAL LABORATORY E.I.R.L.

LABORATORIO DE ENSAYO ACREDITADO POR EL ORGANISMO DE ACREDITACION INACAL-DA CON REGISTRO Nº LE - 096

INACAL DA - Perú Laboratorio de Ensayo Acreditado
Registro N° LE - 096

IAS ACCREDITED Testing Laboratory
IAS TL-1007

INFORME DE ENSAYO N°: IE-23-17163

Nº Id.: 0000085327

I. DATOS DEL SERVICIO

1.-RAZON SOCIAL	: BIOGEA CONSULTORES S.A.C.
2.-DIRECCIÓN	: Calle German Schereiber 276, San Isidro
3.-PROYECTO	: BG- 22195 PAD LOTE 1
4.-PROCEDENCIA	: PIURA- TALARA - PERU
5.-SOLICITANTE	: BIOGEA CONSULTORES S.A.C.
6.-ORDEN DE SERVICIO N°	: 0000003917-2023-0003
7.-PROCEDIMIENTO DE MUESTREO	: P-OPE-1 MUESTREO
8.-MUESTREADO POR	: ANALYTICAL LABORATORY E.I.R.L.
9.-FECHA DE EMISIÓN DE INFORME	: 2023-08-26

II. DATOS DE ÍTEMS DE ENSAYO

1.-PRODUCTO	: Agua Natural
2-NÚMERO DE MUESTRAS	: 1
3.-FECHA DE RECEP. DE MUESTRA	: 2023-08-17
4.-PERÍODO DE ENSAYO	: 2023-08-17 al 2023-08-26

Liz Y. Quispe Quispe
Jefe de Laboratorio
CIP N° 211662

Marleni V. Rivera Castromonte
Supervisor de Laboratorio de Microbiología e Hidrobiología
CBP N° 16639

Los resultados contenidos en el presente documento sólo estan relacionados con los items ensayados. No se debe reproducir el informe de ensayo, excepto en su totalidad, sin la aprobación escrita de Analytical Laboratory E.I.R. L. Los resultados de los ensayos no deben ser utilizados como una certificación de conformidad con normas de producto o como certificado del sistema de calidad de la entidad que lo produce.
Su adulteración o su uso indebido constituye delito contra la fe pública y se regula por las disposiciones civiles y penales en la materia.

SEDE PRINCIPAL
Av. Guardia Chalaca N° 1877, Bellavista - Callao
Telf.: (+01) 713 0756
Cel.: 977 516 675 / 940 598 572

SEDE ZARUMILLA
Prolongación Zarumilla Mz. D2 Lt. 3, Bellavista - Callao
Telf.: (+01) 713 0636
Cel.: 937 111 379 / 940 598 572

SEDE AREQUIPA
COOP SIDSUR Mz E Lt. 9, Arequipa
Telf.: (+054) 616 843
Cel.: 932 646 642 / 940 598 572

SEDE PIURA
Urb. Miraflores Mz. G Lt. 17, Castilla - Piura
Telf.: (+073) 542 335
Cel.: 919 475 133 / 940 598 572

www.alab.com.pe

INFORME DE ENSAYO N°: IE-23-17163

Nº Id.: 0000085327

III. MÉTODOS Y REFERENCIAS

TIPO DE ENSAYO	NORMA DE REFERENCIA	TÍTULO
Coliformes Fecales (Termotolerantes) (NMP) (*)	SMEWW-APHA-AWWA-WEF Part 9221 F.2, 24th Ed. 2023.	Multiple-Tube Fermentation Technique for Members of the Coliform Group. Escherichia coli Procedure Using Fluorogenic Substrate. Simultaneous Determination of Termotolerant Coliforms and E.coli.
Conductividad (*)	SMEWW-APHA-AWWA-WEF Part 2510 B, 24th Ed. 2023.	Conductivity. Laboratory Method.
Demanda Bioquímica de Oxígeno (*)	SMEWW-APHA-AWWA-WEF Part 5210 B, 24th Ed. 2023.	Biochemical Oxygen Demand (BOD). 5-Day BOD Test
Oxígeno Disuelto (*) (c)	SMEWW-APHA-AWWA-WEF Part 4500-O H. 24th Ed. 2023.	Oxygen (Dissolved). Optical-Probe Method.
pH (*) (c)	SMEWW-APHA-AWWA-WEF Part 4500-H+ B. 24th Ed. 2023.	pH Value. Electrometric Method
Temperatura (*) (c)	SMEWW-APHA-AWWA-WEF Part 2550 B. 24th Ed. 2023.	Temperature. Laboratory and Field Methods
Aceites y Grasas [2]	SMEWW-APHA-AWWA-WEF Part 5520B, 24th Ed. 2023.	Oil and Grease by Liquid-Liquid, Partition-Gravimetric Method
Metales Totales ICP-MS (*)	Method 200.8, Revision 5.4 1994. (VALIDADO - Aplicado fuera del alcance: Bi, B, Ca, Ce, Cs, Fe, Ga, Ge, Hf, K, La, Li, Lu, Mg, Na, Nb, P, Rb, Si, Sn, Sr, Ta, Te, Ti, W, Yb, Zr), 2021.	Determination of Trace Elements in Waters and Wastes by Inductively Coupled Plasma - Mass Spectrometry.
BTEX (BTEXs, Xilenos Totales) (*)	EPA Method 8260D, Rev.4 2018.	Volatile Organic Compounds by Gas Chromatography/Mass Spectrometry.
Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (PAHs) (*)	EPA METHOD 8270 E Rev. 06. 2018.	Semivolatile Organic Compounds By Gas Chromatography/ Mass Spectrometry (GC/MS)
Hidrocarburos Totales de Petróleo(C10 C40)-Agua (*)	EPA Method 8015 C, Rev. 3. 2007.	Nonhalogenated Organics by Gas Chromatography.

"EPA" : U. S. Environmental Protection Agency. Methods for Chemicals Analysis
"SMEWW" : Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater
"APHA" : American Public Health Association
(*) Los resultados obtenidos corresponde a métodos que han sido acreditados por el INACAL - DA
[2] Ensayo acreditado por el IAS
(**) El Ensayo indicado no ha sido acreditado
(c) Ensayo realizado en campo (medido in situ)

SEDE PRINCIPAL
Av. Guardia Chalaca N° 1877, Bellavista - Callao
Telf.: (+01) 713 0756
Cel.: 977 516 675 / 940 598 572

SEDE ZARUMILLA
Prolongación Zarumilla Mz. D2 Lt. 3, Bellavista - Callao
Telf.: (+01) 713 0636
Cel.: 937 111 379 / 940 598 572

SEDE AREQUIPA
COOP SIDSUR Mz E Lt. 9, Arequipa
Telf.: (+054) 616 843
Cel.: 932 646 642 / 940 598 572

SEDE PIURA
Urb. Miraflores Mz. G Lt. 17, Castilla - Piura
Telf.: (+073) 542 335
Cel.: 919 475 133 / 940 598 572

www.alab.com.pe

INFORME DE ENSAYO N°: IE-23-17163

Nº Id.: 0000085327

IV. RESULTADOS

ITEM	1
CÓDIGO DE LABORATORIO	M-23-54677
CÓDIGO DEL CLIENTE:	AS-01
COORDENADAS:	E:0472074
UTM WGS 84:	N:9490714
PRODUCTO:	Agua Natural
SUB PRODUCTO:	Agua Superficial (Agua de Quebrada)
INSTRUCTIVO DE MUESTREO:	I-OPE-1.4 MUESTREO DE AGUAS SUPERFICIALES
FECHA y HORA DE MUESTREO :	17-08-2023 11:00

ENSAYO	UNIDAD	L.D.M.	L.C.M.	RESULTADOS
Coliformes Fecales (Termotolerantes) (NMP) (*)	NMP/100mL	NA	1,8	1 700,0
Conductividad (*)	µS/cm	NA	0,01	13 490,00
Demanda Bioquímica de Oxígeno (*)	mg/L	0,4	2,0	<2,0
Oxígeno Disuelto (c) (*)	mg/L	NA	NA ©	5,90
pH (c) (*)	Unidad de pH	NA	NA ©	8,17
Temperatura (c) (*)	(°C)	NA	NA ©	31,6
Aceites y Grasas [2]	mg/L	0,30	0,50	<0,50
Metales Totales ICP-MS				
Aluminio (*)	mg/L	0,001	0,003	0,035
Antimonio (*)	mg/L	0,0006	0,0020	<0,0020
Arsénico (*)	mg/L	0,0002	0,0010	0,0140
Azufre (**)	mg/L			-
Bario (*)	mg/L	0,00008	0,00030	0,08700
Berilio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Bismuto (*)	mg/L	0,003	0,010	<0,010
Boro (*)	mg/L	0,0003	0,0010	2,1210
Cadmio (*)	mg/L	0,0001	0,0002	<0,0002
Calcio (*)	mg/L	0,001	0,004	364,951
Cerio (*)	mg/L	0,003	0,010	<0,010
Cesio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Cobalto (*)	mg/L	0,0005	0,0020	<0,0020
Cobre (*)	mg/L	0,0001	0,0002	0,0270
Cromo (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Erbio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Estaño (*)	mg/L	0,0003	0,0010	0,0150

(*) Los resultados obtenidos corresponde a métodos que han sido acreditados por el INACAL - DA
(**) El Ensayo indicado no ha sido acreditado
[2] Ensayo acreditado por el IAS

L.C.M.: Límite de cuantificación del método, "<"= Menor que el L.C.M.
L.D.M.: Límite de detección del método, "<"= Menor que el L.D.M.
"-": No ensayado

NA: No Aplica

© L.C.M. :Valor Mínimo de Medición en el instrumento

SEDE PRINCIPAL
Av. Guardia Chalaca N° 1877, Bellavista - Callao
Telf.: (+01) 713 0756
Cel.: 977 516 675 / 940 598 572

SEDE ZARUMILLA
Prolongación Zarumilla Mz. D2 Lt. 3, Bellavista - Callao
Telf.: (+01) 713 0636
Cel.: 937 111 379 / 940 598 572

SEDE AREQUIPA
COOP SIDSUR Mz E Lt. 9, Arequipa
Telf.: (+054) 616 843
Cel.: 932 646 642 / 940 598 572

SEDE PIURA
Urb. Miraflores Mz. G Lt. 17, Castilla - Piura
Telf.: (+073) 542 335
Cel.: 919 475 133 / 940 598 572

www.alab.com.pe

INFORME DE ENSAYO N°: IE-23-17163

Nº Id.: 0000085327

ITEM	1
CÓDIGO DE LABORATORIO	M-23-54677
CÓDIGO DEL CLIENTE:	AS-01
COORDENADAS:	E:0472074
UTM WGS 84:	N:9490714
PRODUCTO:	Agua Natural
SUB PRODUCTO:	Agua Superficial (Agua de Quebrada)
INSTRUCTIVO DE MUESTREO:	I-OPE-1.4 MUESTREO DE AGUAS SUPERFICIALES
FECHA y HORA DE MUESTREO:	17-08-2023 11:00

ENSAYO	UNIDAD	L.D.M.	L.C.M.	RESULTADOS
Estroncio (*)	mg/L	0,00002	0,00005	6,19800
Europio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Fosforo (*)	mg/L	0,002	0,006	0,626
Gadolinio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Galio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Germanio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Hafnio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Hierro (*)	mg/L	0,001	0,002	0,172
Holmio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Indio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Iterbio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Itrio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Lantano (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Litio (*)	mg/L	0,00003	0,00010	0,20700
Lutecio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Magnesio (*)	mg/L	0,0006	0,0020	367,6330
Manganeso (*)	mg/L	0,00002	0,00005	0,44100
Mercurio (*)	mg/L	0,000033	0,000100	0,043000
Molibdeno (*)	mg/L	0,0003	0,0010	0,0110
Neodimio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Niobio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Niquel (*)	mg/L	0,0001	0,0004	<0,0004
Plata (*)	mg/L	0,0003	0,0010	<0,0010
Plomo (*)	mg/L	0,0008	0,0010	<0,0010

(*) Los resultados obtenidos corresponde a métodos que han sido acreditados por el INACAL - DA

L.C.M.: Límite de cuantificación del método, "<"= Menor que el L.C.M.
L.D.M.: Límite de detección del método, "<"= Menor que el L.D.M.
"-": No ensayado

NA: No Aplica

SEDE PRINCIPAL
Av. Guardia Chalaca N° 1877, Bellavista - Callao
Telf.: (+01) 713 0756
Cel.: 977 516 675 / 940 598 572

SEDE ZARUMILLA
Prolongación Zarumilla Mz. D2 Lt. 3, Bellavista - Callao
Telf.: (+01) 713 0636
Cel.: 937 111 379 / 940 598 572

SEDE AREQUIPA
COOP SIDSUR Mz E Lt. 9, Arequipa
Telf.: (+054) 616 843
Cel.: 932 646 642 / 940 598 572

SEDE PIURA
Urb. Miraflores Mz. G Lt. 17, Castilla - Piura
Telf.: (+073) 542 335
Cel.: 919 475 133 / 940 598 572

www.alab.com.pe

INFORME DE ENSAYO N°: IE-23-17163

Nº Id.: 0000085327

ITEM	1
CÓDIGO DE LABORATORIO	M-23-54677
CÓDIGO DEL CLIENTE:	AS-01
COORDENADAS:	E:0472074
UTM WGS 84:	N:9490714
PRODUCTO:	Agua Natural
SUB PRODUCTO:	Agua Superficial (Agua de Quebrada)
INSTRUCTIVO DE MUESTREO:	I-OPE-1.4 MUESTREO DE AGUAS SUPERFICIALES
FECHA y HORA DE MUESTREO:	17-08-2023 11:00

ENSAYO	UNIDAD	L.D.M.	L.C.M.	RESULTADOS
Potasio (*)	mg/L	0,003	0,010	25,292
Praseodimio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Renio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Rubidio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Samario (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Selenio (*)	mg/L	0,001	0,002	<0,002
Sílice (**)	mg/L	0,001	0,002	<0,002
Silicio (*)	mg/L	0,0002	0,0007	27,9410
Sodio (*)	mg/L	0,0003	0,0010	2 418,1000
Talio (*)	mg/L	0,0001	0,0004	<0,0004
Tántalo (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Telurio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Titanio (*)	mg/L	0,0003	0,0010	0,3760
Torio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Uranio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Vanadio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Wolframio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Zinc (*)	mg/L	0,0001	0,0002	0,0830
Zirconio (*)	mg/L	0,0001	0,0003	<0,0003
Hidrocarburos Totales de Petróleo(C10 C40)-Agua (*)	mg/L	0,0050	0,0100	<0,0100
BTEX (BTEXs, Xilenos Totales)				
Benceno (*)	mg/L	0,0022	0,0045	<0,0045
Etilbenceno (*)	mg/L	0,0024	0,0048	<0,0048

(*) Los resultados obtenidos corresponde a métodos que han sido acreditados por el INACAL - DA
(**) El Ensayo indicado no ha sido acreditado
L.C.M.: Límite de cuantificación del método, "<"= Menor que el L.C.M.
L.D.M.: Límite de detección del método, "<"= Menor que el L.D.M.
"-": No ensayado
NA: No Aplica

SEDE PRINCIPAL
Av. Guardia Chalaca N° 1877, Bellavista - Callao
Telf.: (+01) 713 0756
Cel.: 977 516 675 / 940 598 572

SEDE ZARUMILLA
Prolongación Zarumilla Mz. D2 Lt. 3, Bellavista - Callao
Telf.: (+01) 713 0636
Cel.: 937 111 379 / 940 598 572

SEDE AREQUIPA
COOP SIDSUR Mz E Lt. 9, Arequipa
Telf.: (+054) 616 843
Cel.: 932 646 642 / 940 598 572

SEDE PIURA
Urb. Miraflores Mz. G Lt. 17, Castilla - Piura
Telf.: (+073) 542 335
Cel.: 919 475 133 / 940 598 572

www.alab.com.pe

INFORME DE ENSAYO N°: IE-23-17163

Nº Id.: 0000085327

ITEM	1
CÓDIGO DE LABORATORIO	M-23-54677
CÓDIGO DEL CLIENTE:	AS-01
COORDENADAS:	E:0472074
UTM WGS 84:	N:9490714
PRODUCTO:	Agua Natural
SUB PRODUCTO:	Agua Superficial (Agua de Quebrada)
INSTRUCTIVO DE MUESTREO:	I-OPE-1.4 MUESTREO DE AGUAS SUPERFICIALES
FECHA y HORA DE MUESTREO:	17-08-2023 11:00

ENSAYO	UNIDAD	L.D.M.	L.C.M.	RESULTADOS
m-Xileno (*)	mg/L	0,0023	0,0047	<0,0047
o Xileno (*)	mg/L	0,0024	0,0048	<0,0048
p-Xileno (*)	mg/L	0,0024	0,0048	<0,0048
Tolueno (*)	mg/L	0,0025	0,0050	<0,0050
Xilenos Totales (*)	mg/L	0,0044	0,0089	<0,0089
Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (PAHs)				
1-Metilnaftaleno (*)	mg/L	0,0000480	0,0000870	<0,0000870
2-Metilnaftaleno (*)	mg/L	0,0000450	0,0000810	<0,0000810
Acenafteno (*)	mg/L	0,0000500	0,0000910	<0,0000910
Acenaftileno (*)	mg/L	0,0000510	0,0000930	<0,0000930
Antraceno (*)	mg/L	0,0000430	0,0000780	<0,0000780
Benzo(a)antraceno (*)	mg/L	0,0000530	0,0000970	<0,0000970
Benzo(a)pireno (*)	mg/L	0,0000380	0,0000690	<0,0000690
Benzo(b)fluoranteno (*)	mg/L	0,0000510	0,0000930	<0,0000930
Benzo(g,h,i)perileno (*)	mg/L	0,0000500	0,0000910	<0,0000910
Benzo(k)fluoranteno (*)	mg/L	0,0000450	0,0000810	<0,0000810
Criseno (*)	mg/L	0,0000480	0,0000860	<0,0000860
Dibenzo(a,h)antraceno (*)	mg/L	0,0000390	0,0000700	<0,0000700
Fenantreno (*)	mg/L	0,0000500	0,0000910	<0,0000910
Fluoranteno (*)	mg/L	0,0000440	0,0000800	<0,0000800
Fluoreno (*)	mg/L	0,0000470	0,0000850	<0,0000850
Indeno(1,2,3-cd)pireno (*)	mg/L	0,0000380	0,0000690	<0,0000690
Naftaleno (*)	mg/L	0,0000430	0,0000780	<0,0000780
Pireno (*)	mg/L	0,0000480	0,0000860	<0,0000860

(*) Los resultados obtenidos corresponde a métodos que han sido acreditados por el INACAL - DA

L.C.M.: Límite de cuantificación del método, "<"= Menor que el L.C.M.
L.D.M.: Límite de detección del método, "<"= Menor que el L.D.M.
"-": No ensayado
NA: No Aplica

"FIN DE DOCUMENTO"

SEDE PRINCIPAL
Av. Guardia Chalaca N° 1877, Bellavista - Callao
Telf.: (+01) 713 0756
Cel.: 977 516 675 / 940 598 572

SEDE ZARUMILLA
Prolongación Zarumilla Mz. D2 Lt. 3, Bellavista - Callao
Telf.: (+01) 713 0636
Cel.: 937 111 379 / 940 598 572

SEDE AREQUIPA
COOP SIDSUR Mz E Lt. 9, Arequipa
Telf.: (+054) 616 843
Cel.: 932 646 642 / 940 598 572

SEDE PIURA
Urb. Miraflores Mz. G Lt. 17, Castilla - Piura
Telf.: (+073) 542 335
Cel.: 919 475 133 / 940 598 572

www.alab.com.pe

Anexo 7.2
Link kmz – punto de calidad de agua

Archivo kmz de punto de calidad de agua

https://drive.google.com/open?id=1J73E5dU-gQ3mKeaWDuLaOHUyx5voDQZz&usp=drive_fs